

Identificación y Evaluación de Oportunidades de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero y Mejora de Eficiencia Operativa en Instalaciones de Petróleo y Gas



Marzo 2020

AVISO DE EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD

Aunque se ha realizado todo esfuerzo razonable para asegurar la exactitud, confiabilidad e integridad de la información aquí presentada, este reporte se presenta sin responsabilidad acerca de su utilización en cualquier situación particular y en el entendimiento estricto de que cada lector o usuario acepta toda responsabilidad por la aplicación de su contenido, independientemente de cualquier falla o negligencia por parte de Clearstone Engineering Ltd. y de Tetra Tech Inc.

AGRADECIMIENTOS

La versión inicial de este documento se preparó en 2008, con apoyo financiero y técnico de la Iniciativa de Investigación de Aspectos del Aire para el Segmento Upstream de la Industria del Petróleo de Environment Canada (Environment Canada's Upstream Petroleum Air Issues Research Initiative [UPAIRI]), financiada por el Programa para la Investigación y el Desarrollo Energético de Natural Resources Canada (Natural Resources Canada Program for Energy Research and Development [JPERD]), la Iniciativa Global de Metano (GMI), liderada por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (US EPA) y el Centro de Tecnología Ambiental de la Compañía Nacional de Petróleo de China (China National Petroleum Company).

Esta versión actualizada se ha preparado con el respaldo financiero y técnico de GMI y de US EPA. Se agradece y reconoce el apoyo de todas las agencias patrocinadoras actuales y las que lo han sido previamente.

Se agradece en especial a los miembros del Subcomité de Petróleo y Gas de GMI por su orientación y comentarios de revisión constructivos. La actualización de este documento formó parte del Plan de Acción 2018 del Subcomité de Petróleo y gas de GMI para promover la implementación, facilitación de inversiones y creación de marcos para políticas que apoyen la mitigación, recuperación y uso del metano.

El Subcomité de Petróleo y gas de GMI se enfoca en el apoyo a la identificación y utilización de tecnologías y prácticas de mitigación de metano, para reducir o eliminar las emisiones en los sistemas de petróleo y gas natural. Lo anterior se consigue mediante el fomento de la colaboración entre Países Socios, miembros del subcomité y de la Red de Proyectos para la creación de capacidad, el desarrollo de estrategias y mercados, así como la eliminación de barreras técnicas y no técnicas al desarrollo de proyectos de mitigación de metano. En última instancia, dicha colaboración incrementará la calidad del medio ambiente, mejorará la eficiencia operativa y fortalecerá a la economía gracias al metano adicional enviado al mercado.

RESUMEN EJECUTIVO

Este documento presenta una orientación introductoria sobre un enfoque práctico integral para la identificación, evaluación y promoción de oportunidades costo-efectivas de alto impacto para una mejor gestión de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y del uso de energía en instalaciones de petróleo y gas natural, con un enfoque centrado principalmente en las fuentes de contaminantes del clima de vida corta (SLCP por sus siglas en inglés) más importantes, y en menor grado en estrategias de gestión de la energía. La audiencia objetivo para este documento incluye a la dirección de empresas, operadores de instalaciones y proveedores de servicios relevantes fuera de América del Norte (en particular para los casos en que no se cuente otros lineamientos regulatorios para la reducción de GEI y la gestión de la energía). El objetivo principal de esta guía es ayudar en la identificación de oportunidades para la mitigación costo-efectiva de metano y para operaciones con mejor eficiencia energética, con especial atención a los tipos de instalaciones y operaciones en las que es más probable que existan dichas oportunidades, con base en experiencia práctica. También se identifican aspectos o problemas operativos específicos que pueden contribuir a emisiones no consideradas, pérdidas de producto e ineficiencias de proceso.

Este documento hace referencia en lo posible a estándares, lineamientos y mejores prácticas de gestión en América del Norte, para proporcionar al lector acceso a información detallada acerca de técnicas de medición o análisis, así como a tecnologías de control disponibles. Lo anterior incluye referencias a documentos relevantes publicados por el Programa Natural Gas Star (Natural Gas Star Program) de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (US EPA) (<https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/recommended-technologies-reduce-methane-emissions>) y por la Alianza para la Reducción de las Emisiones de Metano Provenientes de la Producción de Petróleo y Gas (OGMP por sus siglas en inglés) de la Coalición Clima y Aire Limpio (CCAC por sus siglas en inglés) (<http://ccacoalition.org/en/content/oil-and-gas-methane-partnership-technical-guidance-documents>).

Se presenta también orientación para el desarrollo y financiamiento de un proyecto de mitigación de GEI. Lo anterior incluye una discusión sobre el ciclo de desarrollo de un proyecto y las condiciones habilitantes para la implementación exitosa de proyectos de reducción de emisiones de GEI, en específico:

- Desarrollo de un caso de negocio fiable
- Identificación y cuantificación de riesgos potenciales
- Subrayar los cobeneficios (especialmente aquellos concurrentes con prioridades empresariales, locales o regionales).

La información presentada acerca de mecanismos potenciales de financiamiento incluye una discusión de las siguientes opciones:

- Financiamiento propio
- Financiamiento a través de deuda externa y aportación de capital
- Asociaciones

- Acuerdos de tercera parte.

Una consideración importante en instalaciones de producción (con base en los precios actuales de productos), es que la mayor parte del valor de las corrientes de gas de desecho rico en hidrocarburos no metano tiende a provenir de las fracciones de gas licuado de petróleo (GLP) y de líquidos del gas natural (LGN) y no del propio metano. El valor del GLP y los LGN sólo puede materializarse si el gas es procesado en sitio o en una planta de proceso de gas aguas abajo. Existen oportunidades atractivas económicamente para la recuperación de LPG y LGN (aún en pequeña escala), utilizando el metano únicamente para proporcionar energía al proceso, enviando el resto del gas a quema si no puede ser conservado. Los líquidos recuperados pueden mezclarse con petróleo crudo climatizado y enviados al mercado a través del sistema existente de transporte de crudo, si la presión de vapor de Reid¹ (RVP) del producto mezclado se controla adecuadamente para cumplir con las especificaciones del transportador.

¹ La presión de vapor de Reid (RVP) es la presión de vapor del crudo o de productos refinados de petróleo, medida a 37.8 grados Celsius (°C) (100 grados Fahrenheit [°F]) y con una relación vapor-líquido de 4:1. El método de prueba aplicable es el ASTM D323 de ASTM International. La RVP puede utilizarse para la estimación de la vapor de presión verdadera a otras temperaturas por medio de la correlación publicada por el Instituto Americano del Petróleo (API) en el Capítulo 19.2 del documento denominado “Manual de Estándares de Medición para Petróleo” (*Manual of Petroleum Measurement Standards* [MPMS]) (antes API 2517). Usualmente los compradores y transportadores especifican la máxima RVP permisible para minimizar las pérdidas de producto debidas a los efectos de climatización. Las especificaciones típicas de RVP para ventas de crudo oscilan entre 70 y 82 kilopascales (kPa) (10 a 12 libras por pulgada cuadrada [psi]).

CONTENIDO

AVISO DE EXENCIÓN DE RESPONSABILIDAD	i
AGRADECIMIENTOS	i
RESUMEN EJECUTIVO	1
CONTENIDO	i
LISTA DE ACRÓNIMOS	vi
1 Introducción	1
1.1 ¿Por qué Llevar a Cabo Análisis de Mitigación de GEI?.....	2
1.2 ¿Por qué Existen Oportunidades Significativas y Costo-Efectivas de Mitigación?.....	3
1.3 ¿Cuáles son las Principales Ventajas de los Análisis Integrados de Mitigación?.....	3
1.4 ¿Cuál es el Potencial de Oportunidad?.....	4
1.5 ¿Cuáles son los Factores Principales que Afectan la Viabilidad de Oportunidades de Mitigación?.....	5
1.6 ¿Por qué los Buenos Proyectos de Mitigación no Siempre Prosperan?.....	5
1.7 ¿Cuáles son las Incertidumbres?.....	6
2 Desarrollo de Proyectos de Mitigación de GEI	7
2.1 Identificación de Oportunidades.....	8
2.1.1 Selección de Instalación.....	9
2.1.2 Enfoque de Esfuerzo en Sitio.....	10
2.1.3 Consideraciones de Seguridad.....	11
2.2 Estudio de Prefactibilidad.....	11
2.3 Definición del Proyecto y Diligencia Debida.....	14
2.3.1 Memorando de Base de Diseño (DBM).....	15
2.3.2 Diseño de Ingeniería Conceptual y Básica (FEED).....	16
2.3.3 Caso de Negocio Refinado.....	16
2.4 Aprobación por la Gerencia y Financiamiento del Proyecto.....	16
2.4.1 Financiamiento Propio.....	18
2.4.2 Financiamiento Externo.....	18
2.4.3 Asociaciones.....	20
2.4.4 Acuerdos de Tercera Parte.....	20
2.4.4.1 Acuerdo de Concesión.....	20
2.4.4.2 Acuerdo de Ventas.....	21
2.4.4.3 Acuerdo de Servicio.....	21
2.5 Implementación y Arranque del Proyecto.....	22
2.5.1 Ingeniería de Detalle.....	22
2.5.2 Procuración y Contratación.....	22
2.5.3 Supervisión de Construcción.....	23
2.5.4 Pruebas y Puesta en Marcha.....	23

2.6	Generación de Créditos o Compensaciones (Offsets) de Carbono o GEI	23
3	Oportunidades de Mitigación a Evaluar: #1 Tanques de Almacenamiento.....	26
3.1.1	Revisiones Recomendadas.....	27
3.1.1.1	Pérdidas por Flasheo	27
3.1.1.2	Arrastre no Intencional de Gas a Tanques de Almacenamiento	27
3.1.1.3	Mal Funcionamiento del Sistema de Gas de Protección.....	28
3.1.1.4	Unidades de Recuperación de Vapores Subdimensionadas.....	28
3.1.2	Mediciones.....	29
3.1.3	Potencial de Reducción.....	29
3.1.3.1	Optimización de Proceso	31
3.1.3.2	Válvulas de Alivio de Presión-Vacío.....	33
3.1.3.3	Cubiertas Flotantes.....	33
3.1.3.4	Sistema de Recolección y Control de Vapores	34
3.1.3.5	Torres de Recuperación de Vapores	35
4	Oportunidades de Mitigación a Evaluar: #2 Emisiones Fugitivas en Equipo.....	37
4.1	Revisiones Recomendadas.....	38
4.1.1	Fuentes de Alto Riesgo	38
4.1.2	Componentes de Bajo Riesgo	40
4.2	Mediciones.....	41
4.3	Potencial de Reducción.....	42
5	Oportunidades de Mitigación a Evaluar: #3 Sistemas de Venteo y Quema de Gas ..	47
5.1	Revisiones Recomendadas.....	48
5.1.1	Venteo o Quema Continua de Gas.....	48
5.1.2	Venteo y Quema Intermitente de Gas.....	50
5.1.2.1	Fugas Hacia Sistemas de Venteo o Quema de Gas.....	50
5.1.2.2	Consumo Excesivo de Gas de Purga.....	50
5.1.3	Sistemas de Enriquecimiento de Gas a Quemadores.....	51
5.1.4	Pilotos de Baja Eficiencia en Quemadores Continuos o Intermitentes.....	51
5.2	Mediciones.....	52
5.3	Potencial de Reducción.....	52
6	Oportunidades de Mitigación a Evaluar: #4 Equipo de Combustión.....	54
6.1	Revisiones Recomendadas.....	55
6.2	Mediciones.....	55
6.2.1	Consumo de Combustible	55
6.2.2	Pruebas de Desempeño	56
6.2.3	Fugas Internas de Proceso.....	58
6.3	Potencial de Reducción.....	59
7	Oportunidades de Mitigación a Evaluar: #5 Sistemas de Tratamiento Químico con Recirculación	60
7.1	Revisiones Recomendadas.....	60

7.2	Mediciones	60
7.3	Potencial de Reducción.....	61
8	Oportunidades de Mitigación a Evaluar: #6 Dispositivos Neumáticos.....	66
8.1	Revisiones Recomendadas.....	66
8.2	Mediciones	66
8.3	Potencial de Reducción.....	67
9	Oportunidades de Mitigación a Evaluar: #7 Venteo en Pozos	69
9.1	Revisiones Recomendadas.....	69
9.2	Mediciones	69
9.3	Potencial de Reducción.....	69
10	Resumen.....	72
11	Referencias.....	73

LISTA DE TABLAS

Tabla 1:	Mejora promedio típica por la implementación de oportunidades costo-efectivas de reducción de emisiones y mejora de eficiencia energética.	4
Tabla 2:	Resumen de clasificaciones de estimaciones de costos publicadas por AACE International	14
Tabla 3:	Comparación entre fondos de deuda y capital.	18
Tabla 4:	Ejemplos de programas establecidos de compensación de emisiones de GEI.	25
Tabla 5:	Documentos de Natural Gas Star sobre opciones costo-efectivas para la reducción de emisiones de CH ₄ en tanques de almacenamiento.....	30
Tabla 6:	Información estadística de una muestra de fugas para una instalación de transporte de gas.	39
Tabla 7:	Documentos de Natural Gas STAR, de US EPA, para el desarrollo de inspección y mantenimiento dirigidos.	43
Tabla 8:	Documentos de Natural Gas Star de US EPA, sobre opciones costo-efectivas para el control de diferentes tipos de fugas en equipo.....	45
Tabla 9:	Documentos de Natural Gas Star de US EPA sobre opciones costo-efectivas para la reducción de emisiones de CH ₄ de sistemas de venteo y quema de gas.	53
Tabla 10:	Distribución porcentual por categoría primaria de fuentes, del consumo total de combustible en cada sector de la industria del petróleo y gas.....	54
Tabla 11:	Documentos de Natural Gas Star de US EPA sobre opciones costo-efectivas para la gestión de emisiones de metano de deshidratadores de glicol.	61
Tabla 12:	Documentos de Natural Gas Star de US EPA sobre opciones costo-efectivas para la gestión de emisiones de metano de dispositivos neumáticos que emplean gas natural como medio motriz.	67
Tabla 13:	Documentos del Programa Natural Gas Star de US EPA sobre opciones costo-efectivas para gestión de emisiones de metano de venteo de pozos.	70

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama de Flujo General de Proyecto.....	7
Figura 2: Principales Elementos de la Etapa de Identificación de Oportunidades.....	8
Figura 3: Elementos Principales de la Etapa de Estudio de Prefactibilidad.....	11
Figura 4: Elementos Principales de Definición de Proyecto y Diligencia Debida.....	15
Figura 5: Mecanismos Potenciales de Financiamiento de Proyectos.....	17
Figura 6: Elementos Principales de la Etapa de Implementación y Arranque del Proyecto	22
Figura 7: Fotografía de tanques de hidrocarburos y de agua de formación en una instalación de producción.	26
Figure 8: Fotografía que muestra fugas marcadas en equipo en una instalación de procesamiento de gas.	37
Figura 9: Fotografía de un quemador típico en una instalación de producción de petróleo y gas.	49

LISTA DE ACRÓNIMOS

°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
AC	Aseguramiento de la calidad
API	Instituto Americano del Petróleo
ASTM	ASTM International
AVO	Audible, visual u olfatorio(a)
AWP	Práctica de trabajo alternativa
BMP	Mejor práctica de gestión
BLT	Construcción, arrendamiento y transferencia
BOO	Construcción, propiedad y transferencia
BOOT	Construcción, propiedad, operación y transferencia
BOT	Construcción, operación y transferencia
BTEX	Benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos
CAPEX	Costos de inversión
CAPP	Asociación Canadiense de Productores de Petróleo
CARB	Consejo de Recursos del Aire de California
CC	Control de la calidad
CCAC	Coalición Clima y Aire Limpio
CEPEI	Asociación Canadiense de Energía para la Innovación Ambiental
CETAC	Corporación Canadiense para el Desarrollo de Tecnología Ambiental
CH ₄	Metano
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
CO _{2e}	Dióxido de carbono equivalente
COV	Compuesto orgánico volátil
DBM	Memorando de Base de Diseño
DBOT	Diseño, construcción, operación y
DTI	Diagrama de tubería e instrumentación
EMM	Mecanismo de mitigación de emisiones
ETS	Sistema de Comercio de Emisiones
FEED	Diseño de ingeniería conceptual y básica
GBP	Principios de los Bonos Verdes
GEI	Gas de efecto invernadero
GGFR	Asociación Mundial para la Reducción de la Quema de Gas
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GMI	Iniciativa Global de Metano
H ₂ S	Ácido sulfhídrico (o Sulfuro de hidrógeno)

ICMA	Asociación Internacional de Mercados de Capital
IETA	Asociación Internacional de Comercio de Emisiones
ITMO	Resultados de Mitigación Transferidos Internacionalmente
IVA	Impuesto al valor agregado
kg/h	Kilogramos por hora
kPa	Kilopascales
LDAR	Detección y Reparación de Fugas
LGN	Líquidos del gas natural (o condensados)
LP	Asociación Limitada
m ³ /d	Metros cúbicos por día
MJ/kmole	Megajoules por kilomol
Mm ³ /d	Megámetro cúbico por día (Millón de metros cúbicos por día)
MPMS	Manual de Estándares de Medición de Petróleo
MRV	Medición, reporte y verificación
Mt/año	Millones de toneladas por año
NDC	Contribución Nacionalmente Determinada
NO _x	Óxidos de nitrógeno
OEE	Oficina de Eficiencia Energética
OGI	Visión óptica de gas
OGMP	Alianza para la Reducción de las Emisiones de Metano Provenientes de la Producción de Petróleo y Gas
PCI	Poder calorífico inferior, neto o bajo
PERD	Programa para la Investigación y el Desarrollo de Energía
PM	Material particulado
psi	Libras por pulgada cuadrada
PTAC	Alianza de Tecnología del Petróleo de Canadá
RVP	Presión de vapor de Reid
SBG	Lineamientos para los Bonos de Sostenibilidad
SBP	Principios de los Bonos Sociales
SLCP	Contaminante del clima de vida corta
SO ₂	Dióxido de azufre
TEAM	Medidas Tecnológicas de Acción Temprana
UE	Unión Europea
UPAIRI	Iniciativa del Segmento Upstream del Petróleo para la Investigación de Temas Relacionados con el Aire
USD	Dólares de los Estados Unidos
US EPA	Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos
VCCS	Sistema de recolección y control de vapores

1 Introducción

En este documento se presenta un enfoque práctico para la identificación y desarrollo de oportunidades costo-efectivas de alto impacto para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), en especial contaminantes del clima de vida corta (SLCP por sus siglas en inglés), tales como metano (CH₄) y carbono negro, así como para la mejora de eficiencia energética en instalaciones de petróleo y gas natural, si bien el enfoque principal es en las principales fuentes de SLCP y en menor grado, en estrategias para gestión efectiva de la energía.

En este documento el término “análisis de mitigación de emisiones” se emplea para describir la aplicación de este enfoque en instalaciones de petróleo y gas. Los objetivos generales son la maximización de la efectividad de los esfuerzos de reducción de emisiones de GEI, así como proporcionar a los resultados la consistencia necesaria para generar – y posteriormente mantener – el soporte de la industria y los inversionistas, dando consideración al mismo tiempo a las barreras y circunstancias locales.

Este documento inicia con una guía para la identificación y evaluación sistemática de oportunidades de reducción de emisiones en instalaciones de petróleo y gas, mediante la realización de estudios de prefactibilidad y en última instancia, el desarrollo de casos de negocio refinados para su consideración por la alta gerencia e inversionistas potenciales para la implementación de tales oportunidades. Se proporcionan explicaciones sobre el porqué de la existencia de oportunidades de reducción de emisiones, las ventajas de llevar a cabo una evaluación independiente y de las incertidumbres potenciales. También se incluye una guía para el acceso al financiamiento requerido para la implementación de proyectos.

Desde el desarrollo del documento inicial en 2008, se ha mejorado significativamente el conocimiento técnico relacionado con las fuentes principales a considerar, las estrategias de control para esas fuentes, la comprensión de las condiciones habilitantes para la implementación exitosa de proyectos y la disponibilidad de mecanismos adicionales para el financiamiento de dichos proyectos. Esta versión actualizada incluye esa nueva información para hacer el documento más relevante en el entorno actual de negocio. Se proporciona un marco más amplio acerca de cómo justificar y facilitar la implementación de proyectos de mitigación de CH₄ y de otras emisiones en el contexto de los indicadores claves de desempeño de la industria y de la competencia por los fondos disponibles entre diversas oportunidades de inversión. Se subrayan los importantes cobeneficios potenciales de las acciones de mitigación de emisiones, entre ellos la mejora en eficiencia operativa, mayores ingresos, reducción de emisiones de otros co-contaminantes nocivos para la salud humana, el incremento de la seguridad en el ambiente de trabajo, la conservación de un recurso no renovable, mayor confiabilidad del sistema, consistencia con políticas de la empresa relacionadas con desarrollo sostenible y licencia social, así como el acceso potencial a mecanismos de fondos verdes. La consideración de esos cobeneficios aumenta las posibilidades de aprobación de inversiones en medidas de mitigación de emisiones de CH₄ y otros GEI. Para maximizar los beneficios posibles en cada sitio, debe considerarse un enfoque holístico para la identificación de las principales oportunidades costo-efectivas para la reducción de emisiones CH₄ y otros GEI, de compuestos orgánicos volátiles (COV) y de carbono negro. Adicionalmente, esto permitiría expresar los cobeneficios de proyectos de CH₄ de modo que estén mejor alineados con los objetivos prioritarios específicos al

sitio y jurisdiccionales, reforzando las razones para invertir en las oportunidades de mitigación identificadas.

1.1 ¿Por qué Llevar a Cabo Análisis de Mitigación de GEI?

Con la creciente demanda de energía y el énfasis en el desarrollo sostenible, la necesidad de reducir emisiones fugitivas, desperdicio evitable e ineficiencias se ha tornado más importante. Las experiencias en muchos países han revelado oportunidades significativas y costo-eficientes para la reducción de emisiones de GEI y la mejora en eficiencia energética en instalaciones de petróleo y gas natural. Los períodos de retorno financiero de tales oportunidades son frecuentemente menores a 2 años y a menudo de menos de 6 meses. Concentrarse en tales oportunidades tiene sentido desde el punto de vista financiero y ofrece los siguientes cobeneficios potenciales: incremento de la producción, reducción de costos operativos, conservación de recursos, mejora en la calidad del aire a nivel local (p.ej. a través de la reducción de emisiones de ácido sulfhídrico [H₂S], COV, óxidos de nitrógeno [NO_x], dióxido de azufre [SO₂], monóxido de carbono [CO] y material particulado [PM]), creación local de empleos, ambiente de trabajo más seguro, mejora de la confiabilidad del sistema y reconocimiento como “mejor en su clase”.

Se ha empleado mucho esfuerzo para el aprovechamiento de oportunidades costo-efectivas en las instalaciones. No obstante, muchos países y empresas aún tienen problemas para la toma de decisiones acerca de dónde y cómo asignar recursos para reducir emisiones de GEI del mejor modo. Con frecuencia, las empresas seleccionan tecnologías de control arbitrariamente y las aplican sin que necesariamente se hayan buscado las aplicaciones óptimas para ellas, lo que puede llevar a resultados mixtos.

Un enfoque de mejor práctica que se señala en esta guía es primeramente la detección de oportunidades de control costo-efectivas, específicas a la instalación o sitio y posteriormente determinar la opción de control más práctica para cada oportunidad con base en las restricciones o circunstancias específicas del sitio. Las experiencias en América del Norte² han demostrado que un enfoque sistemático y holístico para primeramente evaluar y comparar instalaciones identifica oportunidades óptimas de reducción de emisiones y produce los resultados más consistentes con base en valor. Por otra parte, un enfoque bien estructurado y transparente para la detección y evaluación de las mejores oportunidades de control también proporciona la información necesaria en última instancia para la generación de créditos de carbono verificables. La primera meta entonces es detectar y definir adecuadamente estas oportunidades para la elaboración del caso de negocio de proyecto requerido para asegurar la aprobación de los directivos y la autorización para gasto.

Los esfuerzos para la identificación de oportunidades significativas y costo-efectivas de reducción de emisiones en instalaciones producción de petróleo y gas de Norte América han revelado que muchos tipos de oportunidades presentan una distribución desigual, en la cual

² Principalmente a través de estudios de investigación con fondos federales realizados en Canadá por la Canadian Environmental Technology Advancement Corporation (CETAC-West) y la Petroleum Technology Alliance of Canada (PTAC), con el apoyo financiero de programas tales como el Program for Energy Research and Development (PERD), Technology Early Action Measures (TEAM), y la Office of Energy Efficiency (OEE) y trabajos similares en los Estados Unidos de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA).

algunas instalaciones pueden tener niveles de desempeño muy bajos al respecto de temas específicos de emisiones o de eficiencia, mientras el resto de las instalaciones tienen muy buen desempeño. Al mismo tiempo, dado el amplio rango de oportunidades potenciales existentes, la mayoría de las instalaciones tiene al menos algunas oportunidades significativas de mejora en la gestión de emisiones de GEI y de la energía.

La aplicación de métodos de estudio dirigidos a segmentos de la industria con alto potencial ha probado ser exitoso para la generación de beneficios ambientales consistentes con soluciones implementables costo-efectivas. Además, este enfoque toma la máxima ventaja de la experiencia y dispositivos de medición del equipo encargado del análisis de mitigación durante su visita al sitio e incrementa el número potencial de oportunidades costo-efectivas para reducción de emisiones identificadas. Un enfoque racional y sistemático para la detección de oportunidades de reducción de emisiones de GEI prácticas y de alto impacto beneficia al medio ambiente y es redituable para la industria.

1.2 ¿Por qué Existen Oportunidades Significativas y Costo-Efectivas de Mitigación?

Existen dos razones principales para la persistencia de oportunidades significativas y costo-efectivas de reducción de GEI o de mejora de gestión energética en una instalación. Puede ser que la oportunidad no produzca un efecto perceptible (p.ej. la oportunidad puede tener una evolución gradual en el tiempo o queda oculta por otros factores), o bien su magnitud no es fácil de determinar para propósitos de información o justificación de acciones de mitigación apropiadas.

Las oportunidades de mitigación se desarrollan en primer lugar debido a las razones siguientes:

- Deterioro progresivo de instalaciones
- Cambios en condiciones operativas respecto de valores iniciales de diseño
- Utilización de tecnologías, diseños o prácticas operativas obsoletas
- Restricciones presupuestarias durante la implementación inicial de un proyecto de desarrollo de energía, lo que resulta en cuellos de botella, deficiencias y compromisos que contribuyen a un uso excesivo de combustible, mayor venteo, quema y emisiones fugitivas
- Falta de instrumentación, controles de proceso, sistemas de monitoreo y análisis comparativo (benchmarking) de desempeño para la detección y cuantificación de pérdidas e ineficiencias evitables
- Políticas internas e indicadores clave de desempeño que desincentivan la optimización del desempeño operativo.

1.3 ¿Cuáles son las Principales Ventajas de los Análisis Integrados de Mitigación?

Aunque las instalaciones pueden llevar a cabo sus propias evaluaciones, usualmente es preferible utilizar a un equipo especial (aun si dicho equipo es interno a la empresa), que cuente con las herramientas y recursos necesarios para la realización de los trabajos. Se espera que este

documento incentive a las empresas para el desarrollo de tales equipos, y que los equipos utilizarán este documento para la identificación de oportunidades de mitigación. Las principales ventajas de contar con un equipo especial incluyen:

- Acceso conveniente a tecnologías especializadas de medición y prueba, necesarias para la realización del trabajo.
- Nuevas perspectivas y visión en conjunto con el conocimiento y capacidades expertas del equipo de evaluación.
- Mayor probabilidad de identificación de oportunidades significativas y costo-efectivas de reducción de emisiones de CH₄ a través del estudio completo y multidisciplinario de la instalación.
- Se evita exceder los recursos disponibles en sitio.
- Sinergias potenciales entre disciplinas para una mejor identificación de oportunidades.
- Utilización al máximo de la experiencia del equipo de análisis.
- Verificación independiente del desempeño de la instalación.
- Determinación de tercera parte transparente de la línea base de emisiones y otra información requerida para el desarrollo de un caso de negocios fiable, adecuado para su aprobación por la alta gerencia y los inversionistas o financiadores.
- Oportunidad de transferencia tecnológica y capacitación al personal de la instalación.

Adicionalmente, el análisis proporciona los medios para el monitoreo del desempeño a largo plazo comparando el desempeño del sistema con la línea base establecida al inicio de los estudios de la instalación. Este benchmarking se aplica tanto a nivel de instalación como de unidades de proceso individuales.

1.4 ¿Cuál es el Potencial de Oportunidad?

Aunque los resultados alcanzados pueden variar dramáticamente entre instalaciones individuales, los análisis de mitigación de emisiones de GEI desarrollados en instalaciones internacionalmente y en América del Norte indican que pueden anticiparse mejoras en el orden de magnitud indicado en la Tabla 1.

Tabla 1: Mejora promedio típica por la implementación de oportunidades costo-efectivas de reducción de emisiones y mejora de eficiencia energética.

Parámetro	Reducción Porcentual
Consumo de gas combustible	13%
Demanda de electricidad	9%
Emisiones fugitivas en equipo	70%

Fuente: Resultados generales de una serie de programas de medición y gestión de energía patrocinados por CETAC West a principios de los 2000.

Las instalaciones antiguas, en especial aquellas con programas de financiamiento que adolecen de recursos adecuados, son más propensas a presentar las mayores oportunidades. Otros factores que contribuyen incluyen los siguientes:

- Eficacia de los estándares de tecnológicos y de diseño, los sistemas de gestión y la cultura organizacional del operador.
- Eficacia de los esfuerzos para hacer cumplir las regulaciones locales.
- Uso reducido de instrumentación de proceso y sistemas de monitoreo continuo, resultando en una mayor dificultad para identificar y evaluar las oportunidades.
- Reglas, regulaciones, sistemas de gestión y políticas fiscales que pueden desincentivar la gestión de emisiones y de energía.
- Acceso limitado y costos incrementados de mejores prácticas y tecnologías.
- Problemas potenciales de control de la calidad (CC) de productos y tecnologías producidos localmente.

1.5 ¿Cuáles son los Factores Principales que Afectan la Viabilidad de Oportunidades de Mitigación?

Los factores principales que afectan el potencial de oportunidades de mitigación de GEI viables incluyen:

- Costos de financiamiento
- Inversión y costos de operación de la opción de mitigación
- Derechos por pagar
- Regímenes de impuesto y regalías, así como alcance de las concesiones
- Acceso y precios de mercado de productos obtenidos
- Potencial de conservación o utilización del gas natural recuperado
- Existencia de tarifas o impuestos a emisiones y mercado de carbono
- Tasas de declinación de producción y expectativa de vida remanente de la instalación
- Potencial para trasladar la tecnología de mitigación a otras instalaciones al final de la vida útil de la instalación actual.

1.6 ¿Por qué los Buenos Proyectos de Mitigación no Siempre Prosperan?

Para que un proyecto avance en cualquier organización, en general debe satisfacer los siguientes criterios:

- Debe estar claramente definido y documentado apropiadamente (p.ej. un caso de negocio fiable con suficiente nivel de detalle y exactitud para permitir decisiones informadas acerca de la inversión en el proyecto de la dirección y los potenciales inversionistas o financiadores).
- Los riesgos en cuanto a costos y tiempo de implementación son conocidos y aceptables.

- La evaluación económica cumple o excede las tasas de retorno mínimas esperadas de acuerdo con el nivel de riesgo involucrado.
- Debe ser consistente con los objetivos prioritarios, competencias básicas, estrategia de negocio y recursos financieros disponibles del operador.
- Debe estar en línea con los indicadores principales de desempeño de mercado (p.ej. incremento de reservas, producción, ventas y ganancias).
- Debe ser competitivo frente a otras oportunidades potenciales de inversión.
- Debe ser suficientemente grande para justificar los costos de diligencia debida.

El cumplimiento regulatorio puede imponerse sobre estos criterios, en especial cuando el no cumplimiento pone en riesgo la continuidad operativa de la instalación.

La existencia de beneficios secundarios o compensaciones importantes puede incrementar la atractividad del proyecto, aunque generalmente no son suficientes por sí mismos para que un proyecto sea aprobado. Estos beneficios pueden incluir el reforzamiento de la licencia social, el cumplimiento con legislación futura, mayor seguridad en el sitio de trabajo, el desarrollo sostenible, la mejora en la confiabilidad de sistemas, el reconocimiento como “mejor en su clase” y créditos de carbono potenciales o la posibilidad de evitar tarifas o impuestos por emisiones.

1.7 ¿Cuáles son las Incertidumbres?

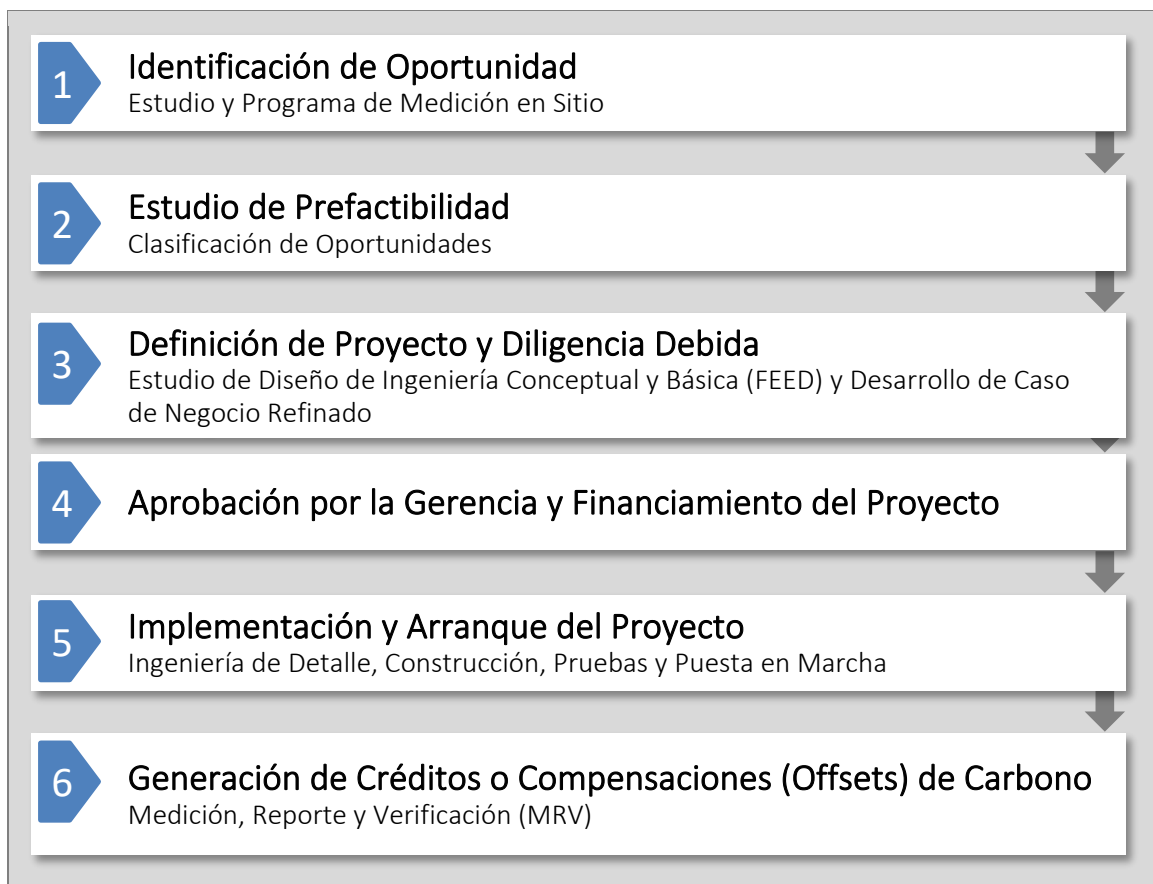
Las incertidumbres principales son las diferencias potenciales entre las prestaciones económicas de la oportunidad y su distribución de frecuencia. Los factores que contribuyen a estas incertidumbres incluyen los siguientes:

- Diferencias en estándares de diseño y prácticas operativas
- Diferencias en el grado de acceso al mercado
- Lejanía de instalaciones
- Problemas potenciales de seguridad
- Edad de las instalaciones aunada a la declinación en la tasa de producción y de la eficiencia operativa
- Uso reducido de instrumentación y monitoreo continuo de proceso, lo cual resulta en una mayor dificultad para la identificación y evaluación de oportunidades
- Reglas, regulaciones, sistemas de gestión y políticas fiscales que pueden desincentivar la reducción de emisiones
- Bajo costo de mano de obra y correspondiente énfasis en soluciones manuales vs. instrumentadas o automatizadas
- Acceso limitado o mayores costos relacionados con tecnologías extranjeras
- Acceso limitado a mano de obra calificada o a la capacitación requerida para la operación y mantenimiento de las tecnologías propuestas
- Problemas potenciales de CC de productos y tecnologías producidos localmente
- Leyes e impuestos proteccionistas dirigidos a la exclusión de productos y servicios foráneos.

2 Desarrollo de Proyectos de Mitigación de GEI

El análisis de mitigación de emisiones de GEI en una instalación es sólo el primero de una serie de pasos necesarios para el desarrollo e implementación de proyectos de mitigación de GEI estratégicos y de alto impacto y para la generación potencial de créditos o compensaciones (offsets) de carbono comercializables. La Figura 1 representa el flujo general de un proyecto en el cual la medida de mitigación precisa una solución con inversión, si bien los requisitos reales pueden variar de empresa a empresa y con la magnitud del proyecto. En última instancia, para que un proyecto avance debe ser cuantificable, viable y alineado con los objetivos prioritarios de la empresa. Los proyectos que requieren sólo una solución simple de mantenimiento u operativa pueden atenderse usualmente con los presupuestos normales de operación de la instalación, evitando los requisitos más onerosos en recursos y tiempo, requeridos por proyectos de inversión.

Figura 1: Diagrama de Flujo General de Proyecto



Las etapas principales típicas en el desarrollo de un proyecto de inversión de mitigación de GEI pueden clasificarse como sigue, y se discuten con mayor detalle en las subsecciones correspondientes subsecuentes:

1. Identificación de Oportunidad
2. Estudio de Prefactibilidad
3. Definición de Proyecto y Diligencia Debida
4. Aprobación por la Gerencia y Financiamiento del Proyecto
5. Implementación y Arranque del Proyecto
6. Generación de Créditos y Compensaciones (Offsets) de Carbono.

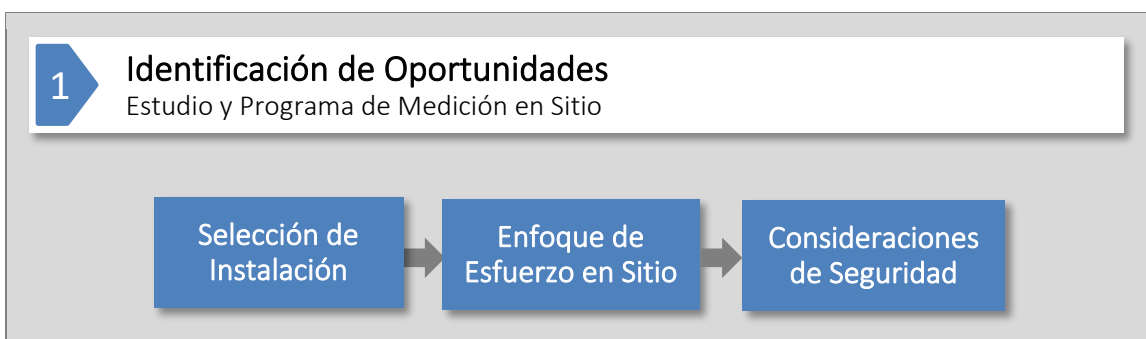
Los requisitos reales pueden variar por empresa.

2.1 Identificación de Oportunidades

Algunas oportunidades de mitigación pueden ser conocidas o anticipadas por una instalación, pero no abordadas al no contarse con información disponible para la cuantificación de su impacto económico y la justificación de una acción de mitigación, además de que la situación no se percibe como un riesgo para el proceso o la seguridad. Otras oportunidades pueden existir y persistir, las cuales pasan desapercibidas debido a la falta de sistemas de monitoreo relevantes, la incapacidad para detonar indicadores de proceso, o la ausencia de indicadores audibles, visuales u olfatorios (AVO).

El análisis integral de mitigación de emisiones tiene dos propósitos principales. En primer lugar, es una herramienta útil para buscar y delinear oportunidades potenciales para la mitigación costo-efectiva de emisiones de GEI maximizando el beneficio potencial logrado. En segundo lugar, proporciona un análisis de las emisiones de línea base, así como información específica de la fuente, necesaria para una evaluación preliminar exploratoria de ingeniería, operativa y de factibilidad de las oportunidades. Los elementos principales para la etapa de identificación de oportunidades se describen en la Figura 2 y se discuten en las siguientes subsecciones.

Figura 2: Principales Elementos de la Etapa de Identificación de Oportunidades



2.1.1 Selección de Instalación

Las oportunidades de mitigación de emisiones significativas y costo-efectivas pueden presentarse, y se han presentado, en casi todas las situaciones posibles. No obstante, es más probable que ocurran bajo ciertas condiciones predecibles. El mejor lugar para iniciar es usualmente en instalaciones que tienen compresores o demandas de calor significativas, de más de 20 años (vida de diseño máxima típica de una instalación), y que hayan experimentado ya sea múltiples cambios de propietario o una declinación de producción significativa.

Los diseños de las instalaciones más antiguas con frecuencia vienen de una época en la cual los precios de la energía eran bajos y la eficiencia energética no era de gran importancia. Por ello, estas instalaciones pueden ofrecer buenas oportunidades para mejora en eficiencia. Las instalaciones diseñadas en períodos de restricciones fiscales probablemente presentarán oportunidades significativas de mejora en eficiencia y de recuperación de gas de desecho.

Las instalaciones que han tenido múltiples cambios de propietario usualmente tienen un desempeño económico marginal, o se aproximan al final de su vida útil. Muchas instalaciones que operan actualmente y datan de hace 40 o 60 años, fueron originalmente diseñadas para operar por 20 años o menos. Conforme los precios de la energía aumentan y las tecnologías de perforación y producción mejoran, las vidas de las instalaciones con frecuencia se extienden mucho más allá de las expectativas iniciales. Las evaluaciones de instalaciones que se sabe que están a pocos años del fin de su operación pueden valer la pena, dados los cortos períodos de retorno de algunas oportunidades, en especial cuando pueden producirse créditos de carbono comercializables.

Otros indicadores a identificar para la selección de una instalación incluyen los siguientes:

- Mantenimiento deficiente – usualmente es un indicador de una baja moral, lo cual puede contribuir a desatención o a un desempeño pobre del equipo
- Venteo o quema de gas significativos en instalaciones antiguas – la conveniencia económica de la recuperación o utilización de gas de desecho puede haber mejorado dramáticamente desde la operación inicial de la instalación.
- Venteo o quema de gas significativos en instalaciones de producción, proceso y transporte de gas – estas instalaciones tienen acceso a la infraestructura necesaria para la conservación de gas, por lo cual los beneficios económicos del control de dichas pérdidas pueden ser muy atractivos.
- Venteo o quema de gas significativos en refinerías de petróleo y plantas petroquímicas – estas instalaciones compran toda su energía y materias primas, y la atención a la causa raíz de la quema o el venteo de gas puede ser también muy atractiva económicamente.
- Instalaciones de producción de petróleo con acceso a sistemas de recolección o de utilización del gas, pero que no cuentan con recuperación de vapores en sus tanques de almacenamiento – una vez que se encuentra una solución para la conservación o utilización del gas asociado en una instalación de producción, la implementación de la recuperación de vapores con frecuencia será práctica.

2.1.2 Enfoque de Esfuerzo en Sitio

No es realista esperar que el equipo de evaluación desarrollará un esfuerzo exhaustivo para la identificación y evaluación de todas las oportunidades potenciales en cada instalación bajo estudio. Existe siempre un punto de disminución de resultados, tanto en términos de tamaño como de diversidad del equipo de evaluación asignado a esta tarea y el alcance del trabajo a ser desarrollado. Las secciones 3 a 8 de este documento presentan una serie de oportunidades que generalmente es útil considerar.

El objetivo debe ser la adquisición anticipada de tanta información de la instalación como sea posible, para ayudar en la planeación y enfoque de los esfuerzos en campo del equipo de evaluación. Adicionalmente, una vez que el equipo de evaluación está en sitio y antes de iniciar el estudio en campo, debe hacerse una reunión con el personal gerencial de la instalación, para la discusión de las operaciones y áreas de interés potencial de la instalación. Con frecuencia, el personal estará al tanto de buenas oportunidades pero sin contar con la información cuantitativa requerida para presentar un caso de negocio defendible a la gerencia. Es importante aprovechar esta información, sin permitir que tenga una influencia en el análisis (como omitir otras oportunidades). Se requiere de la opinión profesional, y el equipo debe adaptarse a las circunstancias reales del momento. Por esta razón, el equipo de evaluación debe incluir personal sénior, capaz de aplicar un juicio sólido en el campo.

El tiempo y esfuerzo invertido en cada concepto debe ser consecuente con la magnitud de la oportunidad. Por ejemplo, tan pronto se tenga una indicación cuantitativa o cualitativa razonable de que una oportunidad será pequeña, el equipo debe documentar la base de esta conclusión y continuar con el siguiente concepto. Si se identifica una oportunidad grande, puede ser apropiado repetir las mediciones y documentar su variabilidad.

Durante el análisis deben emplearse hojas y listas de verificación para la recolección de información para proporcionar una guía al proceso, evitando omitir información crítica.

Los tipos de información que se solicitan previo a la visita al sitio deben incluir lo siguiente:

- Plano o dibujo de conjunto del sitio
- Resumen de contabilidad de producción, incluyendo los flujos de todas las corrientes de entrada y de salida así como el análisis usos del gas combustible
- Resúmenes de compras de propano, combustible y electricidad
- Copias de análisis recientes de corrientes para la realización de balances de masa
- Listas de todos los motores, turbinas y calentadores de proceso y si se cuenta con ello, información del fabricante, modelo, edad, capacidad y controles de emisiones.
- Diagrama de flujo de proceso que contenga todos los puntos donde existen mediciones de flujo
- Imágenes de pantallas del sistema de adquisición de datos de proceso y/o de las hojas de registro, donde se muestren todas las temperaturas, presiones y flujos monitoreados en la instalación.

Esta información puede emplearse para llevar a cabo balances de masa y de energía preliminares, los cuales ayudarán en la identificación de áreas en donde se presentan pérdidas excesivas o bajas eficiencias. También sirve para familiarizar al equipo de evaluación con el diseño y disposición física de la instalación, permitiendo la identificación de objetivos y necesidades de revisión prioritarias.

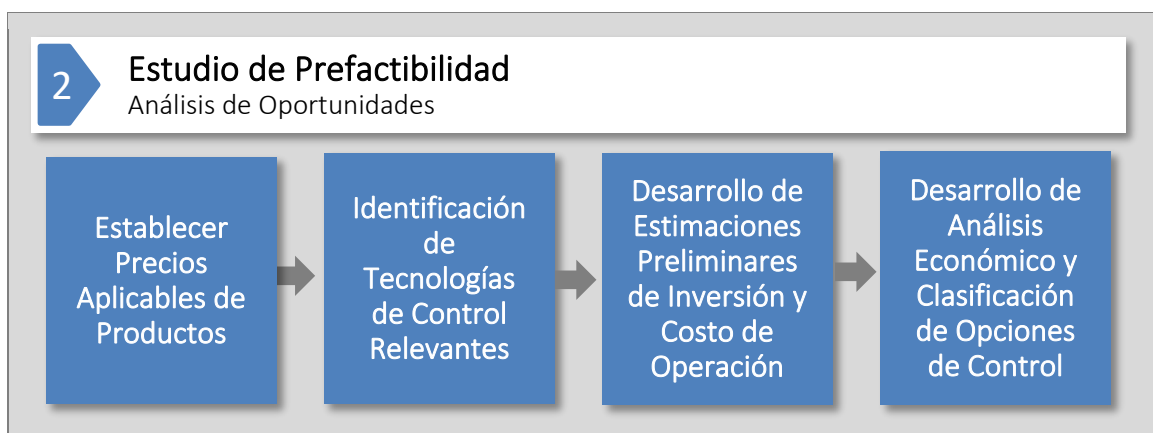
2.1.3 Consideraciones de Seguridad

La medición de emisiones y las pruebas de proceso deben realizarse de manera segura. El equipo de revisión debe ser responsable de contar con su propio equipo básico de protección personal. La instalación huésped será la responsable de proporcionar cualquier provisión específica (como escaleras de mano, dispositivos de elevación [man-lifts], arneses o cables de seguridad, relojes de seguridad, sistemas de respiración, etc.), requeridos para el acceso de manera segura a componentes y salidas de venteo individuales (p.ej. descargas de venteo de sellos de compresores).

2.2 Estudio de Prefactibilidad

Un estudio de prefactibilidad proporciona una indicación cuantitativa aproximada de la viabilidad económica de una oportunidad identificada y es una herramienta para la selección preliminar de oportunidades. Incluye las actividades básicas descritas en la Figura 3. Para proseguir después de este análisis, la oportunidad deberá mostrar su potencial tanto de beneficios económicos como de su alto impacto. Si la oportunidad es demasiado pequeña, el operador puede considerar que la diligencia debida es demasiado costosa con relación a los beneficios. Algunas veces es necesario combinar varias oportunidades pequeñas del mismo tipo o relacionadas para lograr un beneficio significativo. En el otro extremo, si un proyecto es demasiado grande, la obtención del financiamiento necesario puede representar un reto importante. Generalmente un proyecto se considera pequeño si el costo de inversión (CAPEX) requerido es de menos de USD \$1 millón, y grande cuando dicha inversión sobrepasa alrededor de USD \$10 millones.

Figura 3: Elementos Principales de la Etapa de Estudio de Prefactibilidad



Típicamente, los ingresos brutos o costos evitados de operación que pueden lograrse a través de una medida de mitigación se estiman con base en precios actuales de producto e información limitada puntual (spot) de mediciones realizadas durante el análisis. Una consideración principal en instalaciones de producción de petróleo (con base en costos actuales de productos) es que la mayor parte del valor económico de cualquier corriente de desecho rica en hidrocarburos no metano tiende a provenir del valor de las fracciones de gas licuado de petróleo (GLP) y de líquidos del gas natural o condensados (LGN), y no del valor del metano. El valor del GLP y los LGN sólo se puede aprovechar si el gas es procesado en sitio o en una planta de gas aguas abajo. Existen oportunidades económicas atractivas para la recuperación del GLP y los LGN (aun a pequeña escala), y del empleo del metano para proporcionar la energía requerida por el proceso, enviando el resto del gas a un quemador³ si no puede conservarse. Los líquidos recuperados pueden mezclarse con crudo estabilizado y ser enviados al mercado utilizando el sistema de transporte de crudo actual, siempre y cuando se controle adecuadamente la presión de vapor (o volatilidad) del producto mezclado, para cumplir tanto con las especificaciones del comprador como con las que fije el transportista.

El valor de la inversión utilizada en un estudio de prefactibilidad es determinada mediante técnicas de estimación de costos Clase 5 (factorizados por capacidad) o Clase 4 (factorizado por equipo), publicadas por organizaciones internacionales para el desarrollo de estándares como ASTM International (ASTM) y AACE International (ver Tabla 2 más abajo). Los resultados se corrigen a valor actual y tienden a ser estimados de costo de orden de magnitud. Un estimado Clase 5 se desarrolla a partir de costos disponibles para sistemas o instalaciones similares utilizando un modelo paramétrico, una opinión experta o una analogía. Un estimado Clase 4 se desprende de estimaciones de costo similares para equipo principal, y del uso de factores para la instalación de equipo.

Los costos de operación pueden estimarse según el método publicado por Chemical Engineering Projects (<https://chemicalprojects.wordpress.com/2014/05/11/estimation-of-operating-costs/>). Las necesidades de energía y de otros productos son comúnmente los costos de operación dominantes.

En este punto, las restricciones y consideraciones específicas al sitio que pueden afectar la viabilidad del proyecto de manera material son poco conocidas. Lo anterior incluye, aunque no se limita a, lo siguiente:

- Capacidad de los sistemas de servicios auxiliares o industriales, de proceso o de control (según aplique), para satisfacer las necesidades del proyecto, y las implicaciones de costo para la satisfacción de cualquier demanda incremental
- Tipo de sistema de control requerido
- Ubicaciones y detalles de puntos de interconexión de procesos y servicios existentes
- Cantidad de trabajo de tubería, eléctrico y de instrumentación, necesario para la integración de la medida de mitigación con el proceso existente
- Disponibilidad y confiabilidad de los planos y dibujos actuales mostrando estructuras, servicios subterráneos, sistemas contra incendio, caminos o calles, camas de tubería, etc.

³ También denominado tea, mechero o antorcha

- Requisitos regulatorios críticos ambientales y de otros tipos
- Disponibilidad de espacio suficiente para la infraestructura, o capacidad de satisfacer necesidades adicionales a un costo razonable
- Acceso a sistemas de transportación y a mercados cercanos para nuevos productos
- Vida remanente de la operación existente
- Necesidades adicionales de mano de obra y necesidad de disciplinas especializadas que no puedan ser utilizadas completamente
- Consideraciones geotécnicas
- Grado de oposición de residentes del área
- Desincentivos tales como acuerdos contractuales, estructura administrativa y políticas corporativas que evitan que los responsables de los costos de implementación reciban una fracción de los beneficios alcanzados
- Falta de oportunidades prácticas en sitio para la utilización de energía de desecho
- Necesidad de cualquier medida costosa de seguridad y monitoreo
- Variación excesiva o naturaleza intermitente de la fuente
- Incertidumbres acerca de la representatividad de la información fuente.

En el caso de países en desarrollo o países con economías en transición, puede haber consideraciones adicionales, entre ellas:

- Falta de acceso a la información, contratistas, experiencia y recursos financieros necesarios para completar el estudio de ingeniería conceptual y básica
- Diferencias culturales, de lenguaje y de calendario que requieran mayor planeación y mayores tiempos de respuesta
- Diferencias y dificultades en el contexto político local en el cual operan las empresas
- Lentitud de empresas locales para aceptar un programa internacional, por razones que van desde independencia de políticas corporativas hasta la reticencia a asumir compromisos.

Suponiendo que los aspectos anteriores puedan solventarse, el proyecto aún debe competir contra otras oportunidades potenciales de inversión. No sólo debe ser competitivo el proyecto desde un punto de vista financiero, sino que también debe superar el enfoque tradicional de incremento de valor para los accionistas a través de exploración y desarrollo, en vez de la reducción de pérdidas o desperdicio y la mejora en eficiencia.

Tabla 2: Resumen de clasificaciones de estimaciones de costos publicadas por AACE International

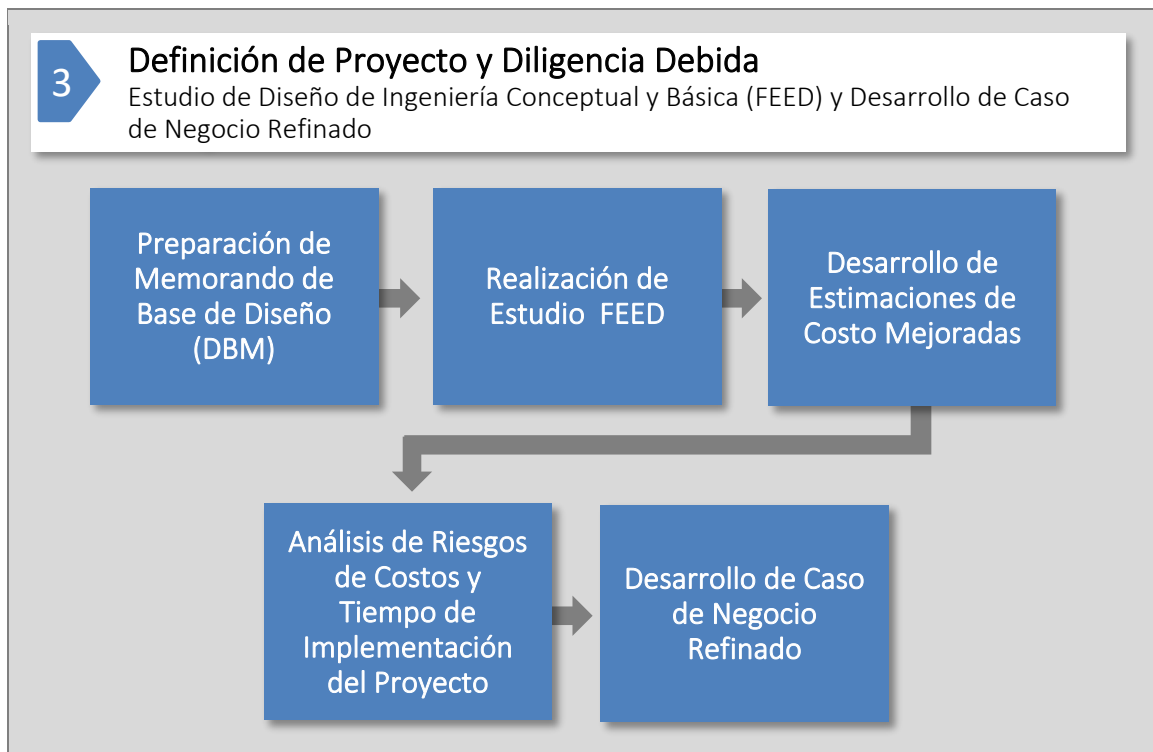
Clase de Estimación	Nombre	Objetivo	Rango Esperado de Incertidumbre (B = Bajo, A = Alto)	Nivel de Madurez de Definición del Proyecto
Clase 5	Orden de Magnitud	Análisis o prefactibilidad	B: -20% a -50%	0% a 2%
			A: +30% a +100%	
Clase 4	Intermedio	Estudio conceptual o factibilidad	B: -15% a -30%	1% a 15%
			A: +20% a +50%	
Clase 3	Preliminar	Autorización de Presupuesto	B: -10% a -20%	10% a 40%
			A: +10% a +30%	
Clase 2	Sustantivo	Control o licitación/oferta	B: -5% a -15%	30% a 40%
			A: +5% a +20%	
Clase 1	Definitivo	Verificación de estimación o licitación/oferta	B: -3% a -10%	50% a 100%
			A: +3% a +15%	

2.3 Definición del Proyecto y Diligencia Debida

Si la oportunidad supera el estudio de prefactibilidad o clasificación, el siguiente paso es la definición con mayor precisión el proyecto, con el fin de estudiar su factibilidad y riesgos con más exactitud, según se describe en la more Figura 4. Para ello se requiere la preparación de los siguientes conceptos:

- Memorando de Base de Diseño (DBM)
- Diseño de Ingeniería Conceptual y Básica (FEED)
- Caso de Negocio Refinado.

Muchas oportunidades que parecen promisorias en la etapa de prefactibilidad pueden resultar imprácticas o no factibles a medida que el proyecto se define mejor, o pueden ser simplemente rechazadas por no estar bien alineadas con el modelo de negocio del operador o porque presentan riesgos inaceptables.

Figura 4: Elementos Principales de Definición de Proyecto y Diligencia Debida

2.3.1 Memorando de Base de Diseño (DBM)

La preparación del DBM (o criterios de diseño del proyecto), es una de las primeras tareas que se completan durante la fase de definición del proyecto. El DBM establece los parámetros de diseño básicos requeridos para que continúe el trabajo preliminar de ingeniería. El DBM incluye típicamente una descripción del proyecto y sus objetivos, especificaciones de desempeño de la(s) medida(s) de mitigación considerada(s), información para diseño (p.ej. composiciones, flujos, temperaturas y presiones) y estándares y regulaciones que deben regir el diseño de la solución de mitigación. Puede ser necesario un trabajo adicional de medición para confirmar o complementar los resultados de auditoría (p.ej. pruebas de 24 horas y repetición o muestreo y análisis de fluidos de proceso más actualizados), y para proporcionar más información al trabajo de ingeniería. Adicionalmente, puede requerirse la revisión de dibujos y libros de datos de equipos existentes para la instalación, con el fin de extraer información de ellos. El DBM tiende a ser un documento “vivo” que se revisa a lo largo del desarrollo del proceso de ingeniería a medida que surge nueva información y se refina el diseño.

2.3.2 Diseño de Ingeniería Conceptual y Básica (FEED)

Es el trabajo de ingeniería requerido para reducir las opciones relevantes de mitigación a una opción o concepto único, y para la determinación de los requisitos técnicos principales asociados con el concepto final. Las principales actividades del FEED pueden incluir la preparación u obtención de lo siguiente:

- Plano de conjunto de sitio actualizado que muestre en dónde se colocará toda la infraestructura y equipo propuesto, relativo a la infraestructura existente en el sitio
- Diagramas de tubería e instrumentación (DTI) que muestren los detalles de la solución y la manera en que se integrará con el proceso existente
- Hojas de datos con detalles acerca del dimensionamiento y especificaciones de todo el equipo principal, controles e instrumentación a ser instalados
- Dimensionamiento y planos de rutas de todos los segmentos de tubería requeridos
- Aprobaciones regulatorias (Si el riesgo de obtención de aprobaciones es bajo, puede diferirse hasta después que se obtenga la aprobación del proyecto)
- Estimaciones Clase 3 (ver Tabla 2). (Este es un estimado de costo para presupuesto, utilizado para decisiones finales de inversión, y se deriva de costos unitarios semidetallados y el listado grueso de materiales)

2.3.3 Caso de Negocio Refinado

El caso de negocio refinado es necesario para dar soporte a las decisiones de la alta gerencia del operador y de inversionistas o financiadores potenciales. Involucra la preparación de costos más detallados (típicamente Clase 3), con base en las definiciones mejoradas de proyecto proporcionadas por el estudio FEED, la actualización del análisis de factibilidad y el detalle de cualquier riesgo a los costos, a la implementación en tiempo del proyecto y a la operación confiable de la medida de mitigación. Los resultados de factibilidad se comparan contra los criterios de aceptación del operador, inversionista y/o financiador. También se proporcionan detalles que muestran la consistencia del proyecto con los objetivos prioritarios y el modelo de negocio del operador.

2.4 Aprobación por la Gerencia y Financiamiento del Proyecto

Puede requerirse un tiempo y esfuerzo significativos para refinar el proyecto y que pase a la etapa en la cual la alta gerencia y los inversionistas/financiadores potenciales puedan tomar una decisión informada en la materia. No es suficiente que el proyecto sea costo-efectivo o que proporcione cobeneficios importantes. El proyecto también debe ser competitivo contra otras oportunidades de inversión que pueda tener el operador, presentar un nivel de riesgo aceptable, estar alineado con los indicadores clave de desempeño del operador, y ser comprensible y evaluable por los accionistas, inversionistas y financiadores.

Si el proyecto involucra una medida de mitigación conocida e implementada comúnmente por el operador, su ciclo de desarrollo y aprobación puede ser mucho más corto y menos oneroso.

Los proyectos que son nuevos para el operador o que no están bien alineados con el modelo de negocio pueden tener mucho menores probabilidades de éxito.

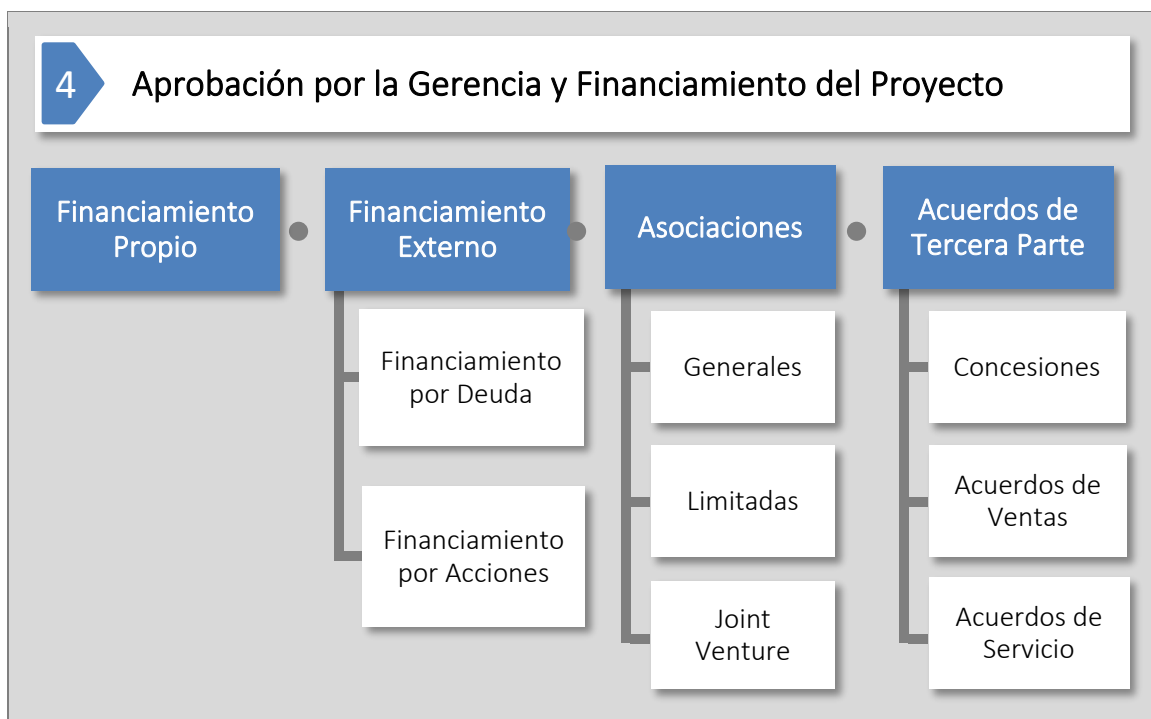
Para “vender” el proyecto a la gerencia, es necesario mostrar su competitividad financiera y su alineación con los objetivos prioritarios de la empresa y con el modelo de negocio, así como destacar los cobeneficios cuantificables, los cuales pueden incluir:

- Mejor calidad de aire, lo que resulta en beneficios para la salud de los trabajadores y una mayor seguridad en el sitio de trabajo
- Mejor calidad del aire a nivel local, lo cual conlleva beneficios a la salud humana y ambientales, así como mejores relaciones públicas
- Reducción de desperdicio, ineficiencias y pérdidas del sistema, con lo cual se mejora el desempeño económico (a través de la conservación de un recurso no renovable, rendimientos mejorados, mayor confiabilidad del sistema, mayores ventas y reducción de consumo de energía).

Los mecanismos de financiamiento para proyectos de mitigación de GEI costo-efectivos incluyen los siguientes, y se presentan en la Figura 5:

- Financiamiento propio (a partir de flujos de efectivo internos)
- Financiamiento externo
- Asociaciones
- Acuerdos de tercera parte.

Figura 5: Mecanismos Potenciales de Financiamiento de Proyectos



2.4.1 Financiamiento Propio

Si una empresa obtiene ganancias, puede considerar el financiamiento de proyectos de mitigación de GEI a través de sus propios ingresos. Lo anterior evita los pagos de intereses y la necesidad de repago de capital, pero puede ser práctica sólo en el caso de proyectos pequeños o de tamaño medio.

Del mismo modo que algunas empresas dedican un cierto porcentaje de sus ingresos a sus esfuerzos de investigación y desarrollo, algunas empresas han considerado asignar un cierto porcentaje de sus ingresos a proyectos verdes, o bien el establecimiento de un fondo verde interno que sea utilizado para el financiamiento de sus propios proyectos verdes. La intención en este último caso es que el fondo reciba participación de los ingresos generados por los proyectos verdes financiados a través de él, de modo que el fondo pueda crecer y continuar apoyando tales proyectos.

2.4.2 Financiamiento Externo

Existen dos tipos principales de financiamiento externo: deuda y aportación de capital. En la Tabla 3 siguiente, se proporciona una comparación de ambos. El financiamiento a través de deuda es dinero prestado por entidades crediticias externas, tales como un banco, el cual debe ser pagado con intereses de acuerdo con un programa de pagos acordado. El financiamiento a través de capital es dinero recibido de un inversionista a cambio de un porcentaje del negocio. Los inversionistas o socios capitalistas usualmente no esperan un retorno de su inversión por 3 a 5 años, sino que frecuentemente se retiran al cabo de 5 a 7 años

Tabla 3: Comparación entre fondos de deuda y capital.

Parámetro	Deuda	Capital
Requisitos	Rentabilidad y garantía subsidiaria	Alto potencial de crecimiento y alcance
Esfuerzos	Tiempo requerido para proceso de solicitud	Puede tomar meses para encontrar y convencer a inversionistas
Propiedad	El acreditado mantiene el 100% de la propiedad	El acreditado cede un porcentaje de la propiedad y potencialmente del control
Tasas	El interés puede ser alto y el repago inicia casi de inmediato	Sin presión para retornos tempranos, aunque los retornos son generalmente mayores al interés incurrido en financiamiento por deuda equivalente
Previsibilidad	Las cantidades y programa de repago son conocidos	No puede predecirse la salida del inversionista
Supervisión	Supervisión mínima	Los inversionistas requieren reportes y pueden intervenir en la toma de decisiones
Flujo de Efectivo	Pagos de deuda disminuyen el flujo neto de efectivo	No hay repago de efectivo. El efectivo se invierte directamente en el negocio

Parámetro	Deuda	Capital
Interés de Entidad Crediticia	Con frecuencia poco interés en el éxito del negocio	Está muy interesado en el éxito del negocio

Algunas de las ventajas principales del financiamiento a través de deuda son que el interés sobre los préstamos es frecuentemente menor que el retorno sobre inversiones en capital y que es deducible de impuestos. No obstante, el acreditado está obligado a realizar pagos de principal e interés regularmente, sin importar el desempeño del negocio. La inversión por capital evita la necesidad de repagar capital, pero requiere ceder una parte del control de la empresa e impone mayores requisitos de reporte a la misma.

PREQIN (www.preqin.com) es una importante fuente de información sobre inversionistas por capital y por deuda. Su base de datos tiene más de 500,000 contactos, incluyendo 3856 inversionistas activos en recursos naturales, 3749 asociaciones limitadas de infraestructura (LP) activas, 3822 inversionistas privados por deuda activos y 7835 LP privadas por capital activas (Sick 2019).

Los bonos son otro medio de financiamiento de proyectos. Un bono es un instrumento de renta fija mediante el cual un inversionista presta dinero a una entidad (corporativa o gubernamental), que recibe los fondos por un período de tiempo determinado a una tasa de interés fija. Los Bonos Verdes están dedicados a proyectos climáticos y ambientales calificados. Típicamente están ligados a activos y están respaldados por los estados financieros del emisor. De acuerdo con James Chen en Investopedia (2019), los Bonos Verdes incorporan incentivos fiscales tales como exención y créditos de impuestos, lo que los hace más atractivos que un bono comparable que pague impuestos. Esto proporciona un incentivo monetario para atender problemas sociales prominentes tales como el cambio climático y la transición hacia fuentes de energía renovables. Para calificar como “Verde”, la emisión de un bono propuesto es verificada por una tercera parte, tal como el Climate Bond Standard Board, el cual certifica que el bono financiará proyectos que incluyan beneficios para el medio ambiente. Desafortunadamente, los bonos verdes en general no se otorgan a productores de combustibles fósiles y definitivamente no se otorgan si la medida de mitigación de GEI se considera que extiende la vida de un proyecto de combustibles fósiles. Los únicos proyectos de petróleo y gas que potencialmente califican son aquellos que involucran la conversión a renovables (p.ej. la utilización de paneles solares para energizar instrumentos) y aquellos dirigidos a la gestión de emisiones fugitivas. Otras opciones potenciales incluyen los Bonos de Sostenibilidad y los Bonos Sociales.

Los Bonos de Sostenibilidad son bonos que se aplican en exclusiva al financiamiento o refinanciamiento de una combinación de proyectos tanto verdes como sociales. La International Capital Market Association (ICMA) ha publicado los Lineamientos para el Bono de Sostenibilidad (SBG por sus siglas en inglés), así como los Principios de los Bonos Verdes (GBP por sus siglas en inglés) y los Principios de los Bonos Sociales (SBP por sus siglas en inglés), disponibles en <https://www.icmagroup.org/>. Los Proyectos Sociales pueden tener cobeneficios ambientales y algunos Proyectos Verdes pueden tener cobeneficios sociales.

2.4.3 Asociaciones

Un operador (o propietario de recursos) puede considerar su participación en una corporación u otras entidades con terceras partes para propósitos de la implementación y operación de un proyecto específico o grupos de proyectos de GEI. Este enfoque posiblemente evitaría cargas de deuda al operador. El operador, como propietario de los hidrocarburos producidos, podría contribuir con gas natural de desecho a una nueva entidad formada con una tercera parte o partes y recibir una parte de los ingresos de los productos producidos y vendidos por dicha entidad. La nueva entidad asumiría todos los riesgos operativos y financieros como una entidad independiente. Esto evita la necesidad de que el operador obtenga financiamiento directo. La incorporación de una nueva entidad también facilitaría la entrada de diferentes inversionistas especializados interesados en la reducción de emisiones de GEI, permitiéndoles participar directamente en la entidad creada.

Existen tres tipos de asociaciones: generales, limitadas y empresas conjuntas (joint ventures). En una asociación general, cada socio participa proporcionalmente en la carga de trabajo, obligaciones y ganancias generadas.

Las asociaciones limitadas permiten a inversionistas externos invertir en un negocio, aunque manteniendo responsabilidades e involucramiento limitados, con base en sus contribuciones. Aunque es una forma más complicada de asociación, ofrece una mayor flexibilidad en términos tanto de propiedad como de toma de decisiones.

Las joint ventures se utilizan para proyectos o alianzas de corto plazo. Si el negocio tiene éxito, puede continuar como una sociedad general. De otro modo, se disuelve.

Algunos países han firmado tratados internacionales relacionados con inversión extranjera que proporcionan certidumbre y protección a los inversionistas extranjeros. Así mismo, algunos países ofrecen concesiones dirigidas específicamente a la promoción de ciertos tipos de proyectos de mitigación de GEI (p.ej. plazos de gracia sin pago de regalías, exención de derechos sobre equipo importado para proyectos verdes, etc.).

2.4.4 Acuerdos de Tercera Parte

Existen tres tipos principales de acuerdos de tercera parte que pueden considerarse como una forma de financiamiento de proyectos: concesión, ventas y servicio.

2.4.4.1 Acuerdo de Concesión

Un acuerdo de concesión puede tener diferentes formas, tales como un BOT (construcción-operación-transferencia por sus siglas en inglés), BOOT (construcción-propiedad-operación-transferencia por sus siglas en inglés), BLT (construcción-arrendamiento-transferencia por sus siglas en inglés), DBOT (diseño-construcción-operación-transferencia por sus siglas en inglés), etc. Todos ellos incluyen a una entidad privada, la cual recibe una concesión del operador (propietario de los recursos) para el financiamiento, construcción y operación de instalaciones definidas en el acuerdo a cambio de que la entidad privada logre una tasa interna de retorno satisfactoria sobre su inversión. Al final del período de concesión, el activo es transferido al

operador sin costo. La entidad privada típicamente crea una entidad con propósito específico que entra en el acuerdo de concesión, y dicha entidad frecuentemente obtiene financiamiento por deuda para el proyecto. La entidad con propósito específico subcontrata una tercera parte para el cumplimiento de sus obligaciones según el acuerdo de concesión. Se establece un contrato de suministro como parte de este acuerdo, para asegurar que el proyecto tiene el acceso necesario al gas natural de desecho durante el período de concesión.

2.4.4.2 Acuerdo de Ventas

En un acuerdo de ventas, el operador transfiere el gas natural de desecho a una tercera parte, la cual debe diseñar e instalar todo el equipo requerido para la captura y comercialización del recurso. Esta es una forma de acuerdo de construcción-propiedad-operación (BOO por sus siglas en inglés). El operador vende el gas natural crudo (no procesado) a la tercera parte en la fuente, permitiéndole desarrollar, por sus propios medios, cualquier actividad requerida para la captura y comercialización del gas natural. La propiedad del gas natural se transfiere a la tercera parte después de establecer el punto fiscal (o de transferencia de custodia) para la cuantificación del gas natural y para propósitos de cálculo de impuestos y regalías. El operador es responsable del pago de dichas tarifas, pero obtiene el beneficio de los ingresos recibidos por la venta del gas natural a la tercera parte. Además, el operador no requiere transferir la propiedad otros activos diferentes al gas natural, y no realiza ninguna inversión.

La tercera parte asume toda la carga de la inversión y costos de operación del proyecto, así como la responsabilidad de convertir el gas natural crudo a uno o más productos comercializables y llevarlos al mercado, recibiendo el beneficio total por la venta de los mismos.

2.4.4.3 Acuerdo de Servicio

Bajo un acuerdo de servicio, el cual es otro tipo de acuerdo BOO, el operador recibe un servicio integral de una tercera parte a cambio de una tarifa por la gestión de pérdidas de gas natural e ineficiencias evitables del sistema. Los ejemplos incluyen la implementación de un esquema de conservación de gas, la utilización de gas de desecho para reducir las compras de combustible y energía eléctrica del operador, la instalación de sistemas de recuperación de vapores y de calor de desecho, la gestión de emisiones fugitivas y de ineficiencias evitables del sistema, etc.

El operador no tiene responsabilidad alguna con otras parte para la implementación y operación del proyecto, adicional al pago de la tarifa por servicio.

La tercera parte tiene la carga de asegurar todo el financiamiento necesario para el proyecto, pero a cambio obtiene un acuerdo de servicio a largo plazo que le permite cubrir sus costos de operación y lograr una tasa de retorno razonable sobre su inversión.

Si la capacidad del operador para el pago de las tarifas de servicio se pone en duda, las posibles soluciones incluyen provisiones para pagos en especie o etiquetar una porción de los ahorros o ingresos generados por el proyecto para ser utilizados en el pago de la tarifa de servicio del proyecto. Si la confiabilidad de las operaciones de producción es incierta, puede considerarse un esquema de “usar o pagar” (take or pay). Lo anterior permite asegurar al proveedor de servicios

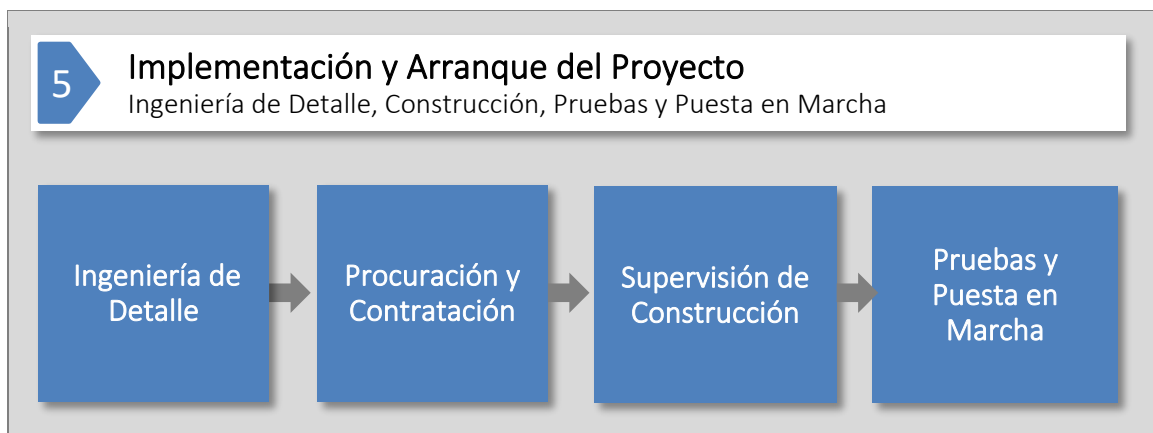
un ingreso regular por tener disponible cierta infraestructura, aun cuando el consumidor no la utilice o no requiera el servicio.

2.5 Implementación y Arranque del Proyecto

Esta etapa del desarrollo de un proyecto y del ciclo de implementación involucra las siguientes actividades, tal como se detalla en la Figura 6 siguiente:

- Diseño de Ingeniería de Detalle
- Procuración y Contratación
- Supervisión de Construcción
- Pruebas y Puesta en Marcha.

Figura 6: Elementos Principales de la Etapa de Implementación y Arranque del Proyecto



2.5.1 Ingeniería de Detalle

El diseño de la ingeniería de detalle es la etapa de ingeniería que sigue del FEED. Su propósito es la definición de todos los detalles técnicos del proyecto incluyendo civiles, estructurales, de tubería, eléctricos y de instrumentación. En esta fase se identifica la Estimación de Costo para Control Presupuestario, con base en los requisitos completos de equipo y estimación detallada de cantidades de materiales.

2.5.2 Procuración y Contratación

Este es el proceso competitivo de obtención y contratación de todos los materiales, equipo, instrumentación y servicios para las fases de construcción, pruebas y puesta en marcha. Los documentos generados durante la procuración y la contratación incluyen solicitudes de cotización y licitaciones, evaluaciones de ofertas, órdenes de compra y contratos de servicios.

2.5.3 Supervisión de Construcción

La supervisión de construcción es un servicio profesional que vigila la planeación y ejecución de un proyecto. Lo anterior incluye la inspección y gestión del equipo, instrumentación y materiales adquiridos en las instalaciones del proveedor y/o al llegar al sitio de construcción. También incluye la coordinación con contratistas civiles, mecánicos, eléctricos, de instrumentación, pintura y seguridad, así como el aseguramiento del cumplimiento con el diseño de ingeniería y estándares de calidad.

2.5.4 Pruebas y Puesta en Marcha

La etapa de Pruebas y Puesta en Marcha se presenta entre la terminación de la construcción y el inicio de la operación comercial. Incluye todas las actividades que enlazan a estas dos fases, como la entrega de sistemas, la verificación de estos, las pruebas y arranque, la introducción de materia prima y las pruebas de funcionamiento. Puede encontrarse mayor información relativa a pruebas y puesta en marcha en el sitio del Construction Industries Institute (<https://www.construction-institute.org/resources/knowledgebase/knowledge-areas/commissioning-and-startup>).

2.6 Generación de Créditos o Compensaciones (Offsets) de Carbono o GEI

Un crédito de carbono es un permiso que faculta a un país u organización a producir cierta cantidad de emisiones de carbono que pueden comercializarse si no se utiliza la asignación total.

Una compensación (u offset) de carbono es una reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) u otros gases de efecto invernadero, para compensar emisiones generadas en cualquier otra parte. Las compensaciones se miden en toneladas de dióxido de carbono equivalente, expresadas generalmente como “tCO₂e”.

Los requisitos para la generación de créditos y compensaciones de carbono comercializables dependen del mercado. En todos los casos, se hace gran énfasis en la transparencia y exactitud en apego a los estándares de transacciones comerciales. Debe prepararse un documento formal de diseño de proyecto, el cual describe el método o tecnología que se aplicará para generar las reducciones de emisiones, el monitoreo que será establecido y los cálculos para la cuantificación de dichas reducciones, así como las medidas de aseguramiento y control de la calidad (AC/CC) que se aplicarán. Finalmente, existen requisitos para validación independiente del plan por una tercera parte acreditada, así como verificaciones constantes de declaraciones de reducción, usualmente por una tercera parte acreditada diferente.

Cuando se ha proporcionado financiamiento para el proyecto, los inversionistas requerirán usualmente, como una medida de AC/CC, la supervisión técnica continua por un asesor calificado de tercera parte de su elección.

Bajo el mercado anterior de Kioto, se hacía un énfasis particular en la gestión de la adicionalidad y en las fugas de emisiones (leakage) del proyecto. La adicionalidad es el criterio empleado para comprobar si un proyecto resulta en la mejora de reducciones o remociones de GEI, adicionales a las que ocurrirían en su ausencia. Cada mercado establece sus propias pruebas específicas a ser

aplicadas para la determinación de la adicionalidad. La fuga de emisiones del proyecto (project leakage), es un término que se refiere a la transformación del mercado o la modificación de actividades, resultante del proyecto. La fuga de emisiones (leakage) puede ser positiva (buena) o negativa (mala).

El Artículo 6 del Acuerdo de París de 2015 da la oportunidad de expandir el alcance del método para asignar un precio al carbono, permitiendo la implementación completa de Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC por sus siglas en inglés) (https://www.ieta.org/resources/UNFCCC/IETA_Article_6_Implementation_Paper_May2016.pdf). Este Artículo tiene dos características principales (International Emissions Trading Association [IETA] 2016):

1. Describe la utilización de resultados de mitigación transferidos internacionalmente (ITMO).
2. Establece un mecanismo para contribuir a la mitigación de emisiones de GEI o a un Mecanismo de Mitigación de Emisiones (EMM por sus siglas en inglés) y para apoyar el desarrollo sostenible.

Los EMM en conjunto con los ITMO, pueden diseñarse para promover el establecimiento del precio del carbono. Con la implementación completa del Acuerdo de París, los EMM podrían ofrecer una asignación universal de emisiones o créditos de carbono a aquellas naciones que elijan su utilización, facilitando el comercio entre NDC (ITMO), proporcionando facilidades para el registro y ofreciendo el prospecto de precio de establecer un precio al carbono a muchas economías (IETA 2016). Lo anterior puede promover inversiones adicionales.

El término Medición, Reporte y Verificación (MRV) surgió originalmente del Plan de Acción de Bali en 2007. El entendimiento básico del Plan de Acción de Bali es que las acciones de mitigación del cambio climático (principalmente la reducción de emisiones de GEI) serán implementadas de una manera “medible, sujeta de ser reportada y verificable”. La función principal del proceso de MRV es la mejora en la transparencia a través del seguimiento de los niveles nacionales de emisiones de GEI y el seguimiento de los flujos de financiamiento climático recibidos o el impacto de las acciones de mitigación.

Los requisitos de MRV para los ITMO se encuentran todavía en evolución. No obstante, existen ejemplos de los programas de comercio de carbono establecidos (Tabla 4). En todos los casos, los requisitos para los créditos de carbono son consistentes con los principios de exactitud, contabilidad y transparencia para productos fungibles.

Tabla 4: Ejemplos de programas establecidos de compensación de emisiones de GEI.

Jurisdicción	Programa	Sitio Web	Información Disponible
Alberta, Canadá	Alberta Emissions Offset System	https://www.alberta.ca/alberta-emission-offset-system.aspx	<ul style="list-style-type: none"> Estándares y Lineamientos Protocolos de Cuantificación
Australia	National Carbon Offset Standard	http://www.environment.gov.au/climate-change/government/carbon-neutral/ncos	<ul style="list-style-type: none"> Guía de mejores prácticas para medición, reducción, compensación, reporte y auditoría de emisiones. Certificación de Carbono-Neutralidad.
California, EE.UU.	California Air Resources Board (CARB) Compliance Offset Program	https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/offsets/offsets.htm	<ul style="list-style-type: none"> Guía para el Programa de Acción Temprana de Compensación Certificaciones Protocolos de Compensaciones Aprobados Evaluación y Aprobación de Proyectos de Compensaciones Registro de Proyectos de Compensación Programa de Verificación de Compensación
Unión Europea (UE)	Régimen de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (RCDE UE)	https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en	<ul style="list-style-type: none"> Legislación EU ETS Reportes de Mercado de Carbono Implementación Aplicación del impuesto al valor añadido o agregado (VAT o IVA)
Algunos Estados de EE.UU. y Provincias de Canadá	Western Climate Initiative	http://www.wci-inc.org/	<ul style="list-style-type: none"> Diseño de Programas

3 Oportunidades de Mitigación a Evaluar: #1 Tanques de Almacenamiento

Las instalaciones de producción y procesamiento cuentan frecuentemente con uno o más tanques atmosféricos para el almacenamiento temporal de hidrocarburos líquidos producidos (crudo o condensado) y de agua (p.ej. ver Figura 7). Si dichos tanques se ventean a la atmósfera, se convierten en una fuente de pérdidas de almacenamiento (el producto se envía a la atmósfera debido a efectos de evaporación). La cantidad y tipo de emisiones depende normalmente de la composición del producto almacenado, de su presión de vapor, condiciones de almacenaje y el movimiento del nivel del líquido en el tanque. En tanques que contienen hidrocarburos líquidos, la presión de vapor verdadera del producto a las condiciones de almacenamiento debe encontrarse bien por debajo de la presión atmosférica para evitar pérdidas por ebullición o por evaporación instantánea (flasheo).

Figura 7: Fotografía de tanques de hidrocarburos y de agua de formación en una instalación de producción.



Dependiendo del nivel de pérdidas por evaporación y del valor del producto, la instalación de controles de vapores puede ser económica. Los controles de vapores pudieron no ser económicos cuando se diseñó la instalación inicialmente, pero esta situación podría haber cambiado en el tiempo debido al valor ascendente del petróleo y el gas natural. Adicionalmente, es posible que las condiciones de proceso hayan cambiado, resultando en mayores pérdidas de evaporación que las previstas.

Las emisiones de metano de tanques de almacenamiento se presentan cuando una o más de las siguientes condiciones aplican: (1) el hidrocarburo líquido ha estado en contacto directo con gas natural en un recipiente presurizado antes de ser enviado al tanque atmosférico (una parte del gas natural se habrá disuelto en los hidrocarburos líquidos y será flasheado al entrar al tanque de almacenamiento); (2) el tanque está equipado con un sistema de gas de protección (blanket), diseñado para ventear directamente a la atmósfera, o el cual presenta problemas operativos, o (3) se presenta un arrastre no intencional de gas al tanque (debido a fallas en el sello de la válvula de vaciado aguas arriba, formación de vórtices en eventos de vaciado, etc.).

3.1.1 Revisiones Recomendadas

Deben medirse las emisiones de todos los tanques de almacenamiento que contengan líquidos de proceso (p.ej., crudo, condensado o agua producidos), para determinar la conveniencia de la conservación de estos vapores. Así mismo, debe determinarse y resolverse la causa de cualquier contribución a las emisiones más allá de las pérdidas por evaporación normales de diseño o anticipadas. Las contribuciones de emisiones sobre las cuales se debe enfocar este esfuerzo son las siguientes:

3.1.1.1 Pérdidas por Flasheo

Las pérdidas por flasheo se presentan cuando el hidrocarburo líquido producido tiene una presión de vapor mayor que la presión atmosférica local. Cuando esta sustancia entra al tanque, su presión de vapor disminuye rápidamente a la de la presión atmosférica (ebulle), y posteriormente más lento a medida que la vapor de presión se estabiliza. La presión de vapor del producto que entra al tanque será igual a la presión de vapor del primer recipiente aguas arriba de los tanques (usualmente de más de 275 kilopascales [kPa] en instalaciones de producción de crudo y de más de 2000 kPa en instalaciones de producción de gas). En las baterías de petróleo, este recipiente es usualmente ya sea el separador de entrada o el tratador. En instalaciones de gas, es usualmente el separador de entrada o en el caso de estaciones de compresión, los separadores de succión o entre etapas.

3.1.1.2 Arrastre no Intencional de Gas a Tanques de Almacenamiento

Existen varias situaciones en las que puede presentarse un arrastre no intencional de gas natural hacia los tanques de almacenamiento de crudo, entre ellas las siguientes:

- Separación ineficiente de las fases gaseosa y líquida aguas arriba de los tanques, lo que permite que se arrastre algo de gas (atrapado en el líquido) hacia los tanques. Esto puede presentarse cuando la producción del líquido que va al tanque se ha incrementado significativamente en el tiempo (p.ej. agua de producción), lo que resulta en un subdimensionamiento del separador de entrada de la instalación bajo las condiciones actuales.
- La válvula de control de nivel del líquido en el separador de entrada puede no asentar adecuadamente al final del ciclo de vaciado, permitiendo que el separador se vacíe hasta el punto en que permita que parte del gas sea transportado hacia el tanque de almacenamiento.

- El punto de ajuste del controlador de nivel de líquido puede estar demasiado bajo.
- Una válvula de drenaje manual se ha dejado parcial o totalmente abierta o podría no asentar apropiadamente, permitiendo el drenaje de líquidos del recipiente y el arrastre de gas hacia los tanques de almacenamiento.
- Si un sistema de purga se conecta al cabezal de líquidos, la válvula de gas de purga podría haber quedado parcial o totalmente abierta o no asentar adecuadamente.
- Cambios de tuberías que resultan en el envío no intencional de productos de alta presión de vapor hacia tanques que no están equipados con controles de vapores apropiados (p.ej. el envío de líquidos de los separadores de entrada o entre etapas de compresores directamente a tanques de almacenamiento atmosféricos).
- Durante operaciones de raspatubos⁴, volúmenes importantes de gas pueden ser desplazados hacia los tanques.

3.1.1.3 Mal Funcionamiento del Sistema de Gas de Protección

El propósito de un sistema de gas de protección es el de mantener el aire fuera del espacio de vapor y, cuando el tanque se conecta a un sistema de recolección de vapores, para evitar una condición de vacío peligrosa. Si el sistema funciona adecuadamente, el gas debe fluir hacia el tanque únicamente cuando el nivel del líquido disminuye u ocurre un efecto de enfriamiento (p.ej. debido a una disminución de la temperatura atmosférica), lo cual ocasiona que la presión interna del tanque caiga por debajo del valor del punto de ajuste inferior del sistema de gas de protección. El resto del tiempo, no debe haber flujo de gas de protección hacia el tanque de almacenamiento.

Un mal funcionamiento de los reguladores y/o válvulas del sistema de gas de protección o un ajuste inapropiado de éste, pueden inducir un consumo excesivo de gas de protección y consecuentemente, mayores flujos hacia el dispositivo final de control (p.ej. venteo, quemador o compresor de recuperación de vapores). El gas de protección es tanto un transportador de vapores de producto como un contaminante potencial en sí mismo (el gas natural es el medio generalmente utilizado como protección en tanques de plantas de procesamiento de gas).

3.1.1.4 Unidades de Recuperación de Vapores Subdimensionadas

Los sistemas de recuperación de vapores pueden resultar subdimensionados debido a cambios en los niveles de producción, y las líneas de recolección de vapores pueden obstruirse, restringiendo el flujo de vapores desde el tanque. Ambas situaciones contribuirán a condiciones de sobrepresión en el tanque, ocasionando que el gas sea liberado a través de las válvulas de presión-vacío y por la escotilla de muestreo en el techo del tanque. Usualmente cuando esto ocurre, se presentan indicaciones visibles de condensación u obstrucción en las descargas de las válvulas de presión-vacío. Una vez que estas condiciones se inician, las válvulas de presión-vacío eventualmente tendrán problemas de asentamiento, lo que ocasionará una pérdida continua de gas de protección y/o de vapores.

⁴ También denominados escariadores, chanchos o diablos

3.1.2 Mediciones

Las contribuciones de emisiones anteriormente señaladas pueden determinarse mediante la medición de los flujos de venteo y comparando las emisiones observadas contra las pérdidas de trabajo calculadas bajo las condiciones en el momento de la prueba. Referirse a la Sección **Error! Reference source not found.** para técnicas potenciales de medición a utilizar.

3.1.3 Potencial de Reducción

Se realizó un estudio de los tanques en cinco plantas de procesamiento de gas (tres en los Estados Unidos y dos en Canadá) para detectar emisiones en exceso de las pérdidas normales por evaporación de productos climatizados. En dos de los sitios se encontraron emisiones anormalmente altas por los venteos de los tanques. Las emisiones totales de hidrocarburos en un caso fueron de 4.56×10^3 metros cúbicos por día (m^3/d) (o aproximadamente 0.017 millones de toneladas de CO_2 equivalente por año [$\text{MtCO}_2\text{e/año}$] con base en el contenido de CH_4 en los vapores), y de $1.39 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$ ($0.005 \text{ MtCO}_2\text{e/año}$) en el otro caso. El promedio de las emisiones de los cinco sitios estudiados fue de $0.0045 \text{ MtCO}_2\text{e/año}$. De esta forma, aunque no se presentaron pérdidas de almacenamiento excesivas en todos los sitios, en donde sí se presentaron, las emisiones pueden ser significativamente grandes y en consecuencia el control de estas también podría ser costo-efectivo. La frecuencia de tales situaciones es lo suficientemente alta como para justificar el enfoque en estas fuentes.

A continuación se muestra una lista de medidas de control que pueden considerarse:

- Optimización de proceso
- Válvulas de alivio de presión-vacío
- Cubiertas flotantes
- Sistemas de control de vapores
- Torres de recuperación de vapores.

El Programa Natural Gas Star ofrece información más específica acerca de las tecnologías de control aplicables a tanques de almacenamiento, lo cual se resume en la Tabla 5 siguiente.

Tabla 5: Documentos de Natural Gas Star sobre opciones costo-efectivas para la reducción de emisiones de CH₄ en tanques de almacenamiento.

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
Conversión de Protección de Tanque de Agua de Gas Natural a CO₂ Producido (Convert Water Tank Blanket from Natural Gas to Produced CO ₂ Gas, PRO Fact Sheet #503) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-water-tank-blanket-natural-gas-produced-co2-gas).	\$1,000 a \$10,000	0 a 1 año	✓			
Eliminación de Equipos y/o Sistemas Innesarios (Eliminate Unnecessary Equipment and/or Systems, Pro Fact Sheet #504) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/eliminate-unnecessary-equipment-andor-systems).	\$1,000 a \$10,000	0 a 1 año	✓	✓	✓	✓
Recuperación de Gas de Operaciones de Raspatabos (Recovery Gas from Pipeline Pigging Operations, PRO Fact Sheet #505) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/recover-gas-pipeline-pigging-operations).	\$10,000 a \$50,000	0 a 1 año	✓	✓	✓	
Recuperación de Gas Durante Carga de Condensado (Recovery Gas During Condensate Loading, PRO Fact Sheet #502) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/recover-gas-during-condensate-loading).	<\$1,000	1 a 3 años	✓	✓	✓	
Instalación de Almacenamiento Presurizado de Condensado (Install Pressurized Storage of Condensate, PRO Fact Sheet #501) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-pressurized-storage-condensate).	\$10,000 a \$50,000	1 a 3 años	✓	✓	✓	

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
<i>Instalación de Unidades de Recuperación de Vapores en Tanques, Lecciones Aprendidas</i> (Installing Vapor Recovery Units on Storage Tanks, Lessons Learned) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/installing-vapor-recovery-units-storage-tanks).	>\$50,000	1 a 3 años	✓			

En la Guía Técnica No. 6 de CCAC, relativa a Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos no Estabilizados se proporciona orientación adicional acerca de mitigación de emisiones en tanques de almacenamiento que contienen productos no estabilizados (*Technical Guidance Document Number 6: Unstabilized Hydrocarbon Liquid Storage Tanks* (CCAC 2017f) (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-6-unstabilized-hydrocarbon-liquid-storage-tanks>)).

3.1.3.1 Optimización de Proceso

Algunas variables de proceso pueden optimizarse para minimizar las pérdidas por almacenamiento, así como el tamaño y costo de los controles adicionales que se requiriesen. Si se presentan pérdidas por flasheo, puede obtenerse un beneficio significativo al minimizar las variables siguientes:

Presión de Vapor de Producto que será Almacenado. Para reducir esta variable, pueden considerarse tres opciones, las cuales se describen a continuación:

- Reducción de la presión de operación del primer recipiente aguas arriba de los tanques. La presión de vapor inicial de los hidrocarburos líquidos será esa misma en la mayoría de las instalaciones de campo de petróleo y gas. Es posible que se tenga que establecer un compromiso entre mayores necesidades de energía (mayores necesidades de bombeo o compresión) en otras partes del proceso y la reducción de pérdidas de almacenamiento, no obstante lo cual esta opción puede tener beneficios netos en muchos casos.
- Instalación de una torre de recuperación de vapores (o bota de gas) (véase también la Sección 3.1.3.5), inmediatamente aguas arriba de los tanques de almacenamiento, conectando la línea del gas liberado al el sistema de quema de gas. Una torre de recuperación de vapores es un separador elevado bifásico que opera a una presión apenas suficiente para empujar los vapores hacia el sistema de quema de gas de baja presión.

Está ubicada en un punto lo suficientemente alto como para permitir que el crudo fluya por gravedad hacia los tanques de almacenamiento. Este diseño puede eliminar la necesidad de instalar un sistema costoso de recolección de vapores en los tanques de almacenamiento.

- Instalación de un estabilizador aguas arriba de los tanques de almacenamiento. Esta opción puede considerarse ya sea para sistemas de almacenamiento de crudo o de condensado. Sólo es factible en sitios donde se tiene un uso para el gas de salida (off-gas) o los sobrefluos de gas del estabilizador.

Cantidad de Producto que será Almacenado. En estaciones de compresión puede ser apropiado el bombeo de los hidrocarburos líquidos desde los separadores a la tubería de descarga del compresor, en lugar de enviarlos a un tanque de almacenamiento en sitio. Esto permitiría un manejo más centralizado de los líquidos, si bien sólo será práctico si la cantidad de líquido es relativamente pequeña comparada con la cantidad de gas.

El mismo enfoque puede considerarse para ser usado en deshidratadores en campo. No obstante, en este caso se debe tener precaución, ya que el condensado en el separador de entrada contiene agua disuelta. Esta agua puede ser suficiente para generar problemas de hidratos aun y cuando el gas se deshidrate. Puede ser necesaria también la deshidratación del condensado.

Emisiones Máximas. El reciclamiento de producto hacia el tratador en baterías de crudo permite que el crudo reabsorba gas en solución, por lo cual se incrementarán las pérdidas por flasheo. En consecuencia, cualquier esfuerzo para reducir la cantidad de crudo reciclamiento será benéfico. Típicamente, entre un 10 y un 15 por ciento del crudo producido se recicla, usualmente por lotes. Dado que los controles que pudieran requerirse se dimensionarán para el manejo del flujo máximo de emisiones, la minimización de la tasa de bombeo real durante estas operaciones de reciclamiento será útil.

La misma lógica aplica a los envíos de crudo que puedan llegar al sitio a través de autotanques para su tratamiento o limpieza.

También sería posible minimizar el desplazamiento de vapores del tanque debido a la elevación y descenso de la superficie del líquido (pérdidas de trabajo), mediante una adecuada programación de las actividades de llenado, vaciado y reciclamiento. Por ejemplo, el envío de producto desde un tanque que está siendo llenado reducirá el cambio neto del nivel de líquido y la cantidad de pérdidas de trabajo.

Si el producto ha sido climatizado o estabilizado previo a su almacenamiento, no se presentarán pérdidas por flasheo, y la minimización de las siguientes variables puede ser útil:

- **Temperatura de Almacenaje.** La reducción de la temperatura del producto almacenado reducirá la presión de vapor del producto y por tanto la evaporación. La temperatura de almacenaje puede disminuirse aplicando pinturas reflejantes en el exterior del tanque, bajando el punto de ajuste de los sistemas de calentamiento de tanques, y posiblemente bajando el punto de ajuste de los calentadores de proceso inmediatamente aguas arriba de los tanques.
- **Área Expuesta de la Superficie del Líquido.** En muchas instalaciones antiguas, los tanques con frecuencia se encuentran sobredimensionados con respecto a la producción. El cambio de estos tanques por otros de menor diámetro reducirá las pérdidas por respiración y climatización en la misma proporción que la del cambio en área transversal, mientras que las pérdidas de trabajo se reducirán en mucho menor medida. Debido lo anterior, esta estrategia será más conveniente cuando sea aplicada en tanques con bajas tasas de movimiento (p.ej. tanques de emulsión [slop] o de crudo de desecho).

El potencial para la reducción de emisiones a través de la optimización de proceso depende en gran medida de la edad y el diseño de la planta, de las prácticas de mantenimiento y operación, de la capacitación del personal y del compromiso de la dirección.

3.1.3.2 Válvulas de Alivio de Presión-Vacío

Una válvula de presión-vacío es un dispositivo de control empleado para regular la salida de vapores desde, y el ingreso de aire hacia los tanques que almacenan productos a presión atmosférica o a una presión cercana a ella. Este dispositivo permite una elevación de presión o un nivel de vacío pequeños (usualmente de 30 cm de columna de agua), antes de que operen y abran para permitir ya sea el alivio de la presión o el rompimiento del vacío en el tanque. Una vez activada, la válvula permanece abierta hasta que la presión dentro del tanque alcanza los límites de sus puntos de ajuste altos o bajos, según sea el caso.

Además de proteger al tanque de los efectos negativos de una sobrepresión o vacío excesivos, la acción de control ayuda a inhibir ciertos tipos de pérdidas por evaporación, principalmente las pérdidas por respiración y climatización, y en menor medida, las pérdidas de trabajo. No obstante, lo anterior proporciona sólo un pequeño efecto de control de emisiones en casos en los que se presentan pérdidas significativas por flasheo o un deficiente sello de vapores en el tanque.

3.1.3.3 Cubiertas Flotantes

Una cubierta flotante es una estructura impermeable, en forma de plato, que descansa libremente sobre la superficie del líquido. Reduce las pérdidas de almacenamiento al proporcionar una barrera a la evaporación en la superficie del líquido.

Para evitar la acumulación de gas debajo de la cubierta flotante (p.ej. debido a gas en solución o bolsas de gas de la tubería), se emplean venteos de purga automática sobre ella, ya que dicha situación podría ocasionar que la cubierta se incline y se atasque, o posiblemente que colapsara, hundiéndose. Estos venteos también sirven para igualar la presión de vapor del espacio de vapor

en toda la superficie de la cubierta cuando la misma se encuentra ya sea apoyada en sus soportes o flotando sobre ellos. Se utilizan piernas o cables suspendidos para mantener la cubierta a una distancia predeterminada del fondo del tanque, evitando así daños a las conexiones debajo de la cubierta, y permitiendo al mismo tiempo la limpieza o reparación del tanque.

Debido al uso de los venteos de purga y a la necesidad de operar los tanques cerca de la presión atmosférica, una cubierta flotante sólo es efectiva para la reducción de pérdidas por respiración y climatización o de trabajo. No es útil para evitar pérdidas por flasheo. La utilidad de una cubierta flotante está por tanto limitada a aplicaciones que involucran productos con una presión de vapor verdadera por debajo de la presión atmosférica (p.ej. productos climatizados o estabilizados).

La efectividad de una cubierta flotante (excepto en lo que respecta a pérdidas por flasheo), está determinada por el grado en el que la cubierta mantiene una barrera de sello de vapores en la superficie del líquido. Típicamente, las pérdidas se deben a la evaporación a través de espacios entre la pared del tanque y el perímetro de la cubierta, así como a por uniones remachadas o accesorios que atraviesan la cubierta. Además, el líquido que se adhiere a las paredes a medida que la cubierta desciende durante la extracción de producto estará sujeto a evaporación. Los mecanismos de sellado y limpieza ayudan a reducir estas pérdidas, pero las variaciones radiales en la forma del tanque y la naturaleza de los accesorios en la cubierta reducen significativamente la posibilidad de tener un sello de vapor completamente hermético.

Pueden presentarse problemas durante el uso de tanques con cubierta flotante que almacenan crudos pesados y parafínicos. La parafina sólida tiende a adherirse al cuerpo del tanque a medida que la cubierta baja, y después se funde, fluyendo hacia la parte superior de la cubierta y del mecanismo de sellado al calentarse la pared del tanque durante el día. Esta situación puede presentar un riesgo de incendio así como obstruir algunos accesorios en la cubierta. Así mismo, si se utilizan sellos duros, estos pueden desprender la parafina de las paredes, la cual se deposita en la cubierta, lo que agrava la situación. No obstante, el potencial para que se presenten estos problemas es mucho mayor en tanques con cubierta flotante externa (también denominados de techo flotante), ya que son más susceptibles a obstrucciones y requieren del uso de sellos más rígidos que en el caso de los de cubierta flotante interna (US EPA 1987).

En el caso que ocurran estos problemas, las cubiertas flotantes internas pueden aislarse y equiparse con serpentines de vapor para mantener las parafinas en solución. Sin embargo, lo anterior resulta en costos de operación más altos y requiere de una fuente de vapor.

3.1.3.4 Sistema de Recolección y Control de Vapores

Los sistemas de recolección y control de vapores (VCCS por sus siglas en inglés), recolectan y ya sea recuperan o desechan los vapores del producto almacenado. Pueden también ayudar a reducir la evaporación en la superficie del líquido al ayudar a mantener altas concentraciones de vapores de hidrocarburos sobre el líquido. De este modo, posiblemente habrá menor presencia de vapores que manejar en comparación con condiciones de venteo libre.

Pueden considerarse VCCS para todas las aplicaciones de almacenaje, pero son particularmente adecuados en los casos en que se presentan pérdidas por flasheo significativas.

Una consideración importante de diseño para cualquier VCCS es el potencial de condensación en la tubería de recolección de vapores. La práctica normal es la de diseñar la tubería de recolección de modo que tenga una inclinación hacia un tanque de separación en donde el condensado pueda acumularse y retirarse. Es también importante el uso de materiales resistentes a la corrosión en la tubería (p.ej. plástico, acero inoxidable o acero al carbono con recubrimiento interno). El acero al carbono sin recubrimiento interno es susceptible a la corrosión en estas aplicaciones. Los productos resultantes de la corrosión pueden acumularse en la tubería y restringir el flujo al obstruir dispositivos tales como arrestadores de flama o de detonación. En los climas muy fríos, si los soportes de las camas de tuberías no están diseñados para evitar la acumulación de hielo o nieve, la cama de tubería puede perder su alineación vertical ocasionando bolsas en puntos bajos donde pueden acumularse líquidos, restringiendo el flujo de vapores.

Adicionalmente, cualquier condensación que se forme en el sistema de recolección de vapores puede ser muy volátil, dificultando el bombeo. Como consecuencia de lo anterior, puede requerirse un sistema de soplado para transferir los líquidos de regreso a los tanques de almacenamiento u otros contenedores apropiados.

Un estándar típico de desempeño para sistemas de control de vapores es una eficiencia de control mínima de 95 por ciento.

3.1.3.5 Torres de Recuperación de Vapores

Una torre de recuperación de vapores es un recipiente vertical diseñado para liberar y eliminar cualquier gas que pueda encontrarse en solución o atrapado en el hidrocarburo líquido que se almacena. Se ubica inmediatamente aguas arriba del (de los) tanque(s) receptor(es). La línea de gas en la parte superior del recipiente se conecta directamente al sistema de recolección de vapores. La línea de líquido en la parte inferior del recipiente se conecta directamente a los tanques de almacenamiento. Algunos recipientes cuentan con varias charolas para promover un flasheo completo del gas en solución.

La presión de operación de diseño de la torre de recuperación de vapores es cercana a las condiciones atmosféricas locales, y ligeramente superior a la utilizada para el diseño del sistema de recolección de vapores (p.ej. de 15 cm a 30 cm de columna de agua). La presión de diseño de cierre es usualmente de alrededor de 40 kPa. Debido a ello, el recipiente puede operar en un rango mucho más amplio de presiones que los tanques de almacenamiento, y es mucho menos susceptible a presentar daños en el evento de inestabilidad o mal funcionamiento del sistema. La presión de operación real del recipiente depende del nivel de pérdidas por fricción a través del sistema de recolección de vapores, así como de la presión de succión y la capacidad del dispositivo de control.

Para eliminar la necesidad de bombeo, el recipiente puede elevarse a una altura suficiente sobre el nivel del terreno o construirse lo suficientemente alto para permitir que el líquido fluya por gravedad hacia los tanques de almacenamiento. Debe ser usualmente al menos 5 m más alto que los tanques de almacenamiento para vencer las pérdidas por fricción en la tubería de conexión y la válvula de no retorno (válvula check).

El hidrocarburo líquido ingresa a la bota con una presión de vapor verdadera de 250 a 400 kPa (la presión absoluta de operación del siguiente recipiente aguas arriba ya sea el tratador o el

separador de entrada), y sale de ella con una presión de vapor verdadera de alrededor de 90 a 100 kPa (cerca de la presión atmosférica local). De este modo, el producto que se envía al tanque todavía es bastante volátil. La utilización de una torre de recuperación de vapores no necesariamente evita la necesidad de alguna forma de control de emisiones en tanques de almacenamiento. Las ventajas de la torre de recuperación de vapores son su diseño simple, la protección al tanque contra posibles daños por sobrepresión causados por bolsas de gas repentinas e inesperadas, y su implementación puede ser menos costosa si hay muchos tanques se conectan al sistema de recolección de vapores.

Una limitación de la torre de recuperación de vapores es que no es efectiva para la liberación del gas en solución de crudos pesados y viscosos, en particular bitúmenes (debido a que el tiempo de residencia no es lo suficientemente largo para alcanzar el equilibrio vapor-líquido).

4 Oportunidades de Mitigación a Evaluar: #2 Emisiones Fugitivas en Equipo

Las emisiones fugitivas en equipo (p.ej. Figura 8 abajo), son fugas no intencionales en componentes de equipos incluyendo, pero no limitadas a, válvulas, bridas y otras conexiones, bombas, compresores, dispositivos de alivio de presión, drenes de proceso, líneas con extremo abierto, venteos de sistemas de desgasificación de bombas y compresores, venteos de acumuladores, sellos de agitadores y sellos de puertas de acceso. Una vez que inicia una fuga, esta tiende a permanecer como una fuente continua de emisiones hasta que es reparada.

Figure 8: Fotografía que muestra fugas marcadas en equipo en una instalación de procesamiento de gas.



Algunas tendencias y consideraciones notables relacionadas con fugas son las siguientes:

- Los componentes en sistemas de gas combustible tienden a presentar más fugas más aquellos en sistemas de gas de proceso. Lo anterior probablemente refleja un menor nivel de atención y cuidado, así como el uso de componentes de menor calidad en aplicaciones de gas combustible.
- El potencial de fuga tiende a disminuir a medida que el valor o la toxicidad de los fluidos de proceso se incrementa, y también cuando el gas ha sido odorizado. Así, las frecuencias de fuga de componentes de equipo en servicio de gas amargo o ácido son mucho menores que las de los componentes en servicio de gas dulce. En plantas de gas amargo o ácido,

frecuentemente sólo una pequeña porción de la planta es la que realmente maneja gas con estas características.

- Las empaquetaduras del vástago en válvulas de control tienden a presentar más fugas que en válvulas de bloqueo.
- El gobernador hidromecánico⁵ del motor de un compresor tiende a ser el componente más propenso a fugar en servicio de válvula de control. El nivel de fuga promedio de estos componentes es de 0.479 kilogramos por hora (kg/h) por fuente, comparados con 0.049 kg/h por fuente para otras válvulas de control y 0.011 kg/h por fuente para válvulas de bloqueo.
- Los componentes tienden a presentar mayores emisiones en promedio cuando están sujetos a ciclos térmicos frecuentes, vibraciones o servicio criogénico.

4.1 Revisiones Recomendadas

La realización de un estudio de fugas extenso como parte de la revisión se considera una buena práctica, ya que este tipo de emisiones son frecuentemente las más fáciles y más costo-efectivas de controlar, usualmente sin requerir de ninguna inversión. Por otra parte, las fugas tienen más probabilidades de representar riesgos a la seguridad que otros tipos de oportunidades incluidas en esta guía.

4.1.1 Fuentes de Alto Riesgo

Es importante reconocer que diferentes tipos de componentes en diferentes aplicaciones de servicio tendrán diferentes potenciales de fuga (diferentes probabilidades de fugar y diferentes niveles de fuga cuando lo hacen). Usualmente, la mayoría de las emisiones fugitivas en equipos en una instalación provienen de unos cuantos componentes con grandes fugas y no de muchos componentes con fugas pequeñas. Aunque en teoría cualquier componente puede presentar un nivel de fuga alto, las fuentes más probables de fugas de un nivel considerable son:

- Venteos de sellos de compresores
- Válvulas de alivio de presión
- Fugas hacia sistemas intermitentes de venteo o quema de gas
- Válvulas de alivio de presión-vacío con fuga, escotillas de muestreo y cubiertas de medidores de nivel en tanques de almacenamiento equipados con gas de protección.

Con base en lo anterior, se debe dar a estos componentes una mayor atención, lo cual se refleja en la Tabla 6, en donde se enlistan datos estadísticos de muestra para un sistema de transporte de gas. Las válvulas y conectores constituyen la mayoría de la población de componentes (97.96 por ciento), pero contribuyen sólo con una cantidad relativamente pequeña de las emisiones totales (13.0 por ciento), mientras que las líneas con extremo abierto, sistemas de soplado o purga y

⁵ El gobernador del motor controla la velocidad de este, y en algunas aplicaciones de generación eléctrica, la carga del generador. Los gobernadores hidromecánicos detectan la velocidad del motor mecánicamente y utilizan la presión del aceite del motor para posicionar hidráulicamente el actuador que controla el flujo de combustible a los cilindros.

sellos de compresores, componen una muy pequeña fracción de la población de componentes (1.7 por ciento), pero contribuyen con un 86.7 por ciento de las emisiones totales.

Desafortunadamente, los componentes que tienen el mayor nivel potencial de fuga son con frecuencia aquellos de más difícil acceso, y por tanto los que con mayores probabilidades serán excluidos en un estudio, perdiéndose así una significativa oportunidad de control. De acuerdo con ello, es importante hacer arreglos previos con la instalación para que se proporcione el apoyo necesario para el acceso seguro a las fuentes con potencial de altos niveles de fuga. En última instancia, las instalaciones deberán avanzar hacia la instalación de puertos de monitoreo y líneas de muestreo de fácil acceso, o soluciones permanentes de monitoreo instrumentado para facilitar el automonitoreo de estos componentes.

Tabla 6: Información estadística de una muestra de fugas para una instalación de transporte de gas.

Categoría Principal	Subcategoría	Frecuencia Típica de Fuga (%)	Fracción de Población Total de Componentes (%)	Contribución a Volumen Total de Fugas (%)
Conectores	Todos	1.21	87.33	6.06
Válvulas	Válvulas de Control	14.65	0.27	1.34
	Válvulas de Bloqueo	3.98	10.36	5.63
Líneas con Extremo Abierto	Todas	N/A	1.33	28.27
Dispositivos de Alivio de Presión	Todos	14.65	0.20	14.21
Reguladores de Presión	Todos	16.28	0.30	0.25
Sistemas de Soplado o Purga	Estación Presurizada o Unidad de Compresión	73.53	0.08	18.38
	Compresor Reciprocante Despresurizado	73.33	0.00	0.00
	Compresor Centrifugo Despresurizado	61.11	0.00	0.00
Sellos de Compresores	Compresor Reciprocante	86.11	0.06	10.62
	Compresor Centrifugo	95.23	0.07	15.24
Medidores de Flujo	Placa de Orificio	20.19	0.00	0.00
	Otros	2.63	0.00	0.00
Todos	Todos	100	100.00	100.00

Fuente: Con base en información de programas de medición financiados por la Canadian Energy Partnership for Environmental Innovation (CEPEI) en 2007 y años anteriores.

Las siguientes son consideraciones especiales cuando se revisan componentes con alto nivel potencial de fuga:

- La fuga de un sistema de soplado o purga de compresores es menor cuando el compresor está presurizado que cuando se encuentra despresurizado. En el caso presurizado, la fuga sólo ocurre después del sello de la válvula de purga. En el caso despresurizado, la fuga se presenta después de los asientos de las válvulas de bloqueo aguas arriba y aguas abajo de la unidad.
- Al revisar los sellos de compresores es importante verificar emisiones en el porta empaques, el espaciador y los venteos del tanque de aceite lubricante (o del recipiente desgasificador).
- Los compresores que cuentan con un sistema de recuperación de gas de sellos normalmente están diseñados con un venteo de alivio de presión para descarga del flujo de gas de sellos en exceso de la capacidad del sistema de recuperación de dicho gas. Estos venteos, así como el venteo del cárter del compresor, deben ser revisados en busca de fugas.

4.1.2 Componentes de Bajo Riesgo

Los componentes con bajo nivel potencial de fuga, tales como conectores y sistemas de empaquetadura de vástagos de válvulas, son menos propensos a convertirse en fuentes de fugas grandes, pero ocasionalmente pueden ser fuentes de fuga importantes. Algunos ejemplos de situaciones de esto o posiblemente otras contribuciones significativas e inesperadas al total de fugas incluyen lo siguiente:

- Conexiones no apretadas después de un mantenimiento general o puntual de planta, que no fueron detectadas debido a los altos niveles de ruido ambiental o debido a que el componente está en una ubicación de difícil acceso o que no se visita con frecuencia (p.ej. en puntos muy elevados o en una cama de tubería)
- Perforaciones que se presentan en equipo o tubería, debidas a corrosión, abrasión o daño físico
- Componente instalados inapropiadamente o no instalados (p.ej. un manómetro que se retiró durante trabajos de mantenimiento y que no fue reinstalado en el puerto de monitoreo respectivo, mientras que la válvula en ese punto se encuentra en posición parcial o totalmente abierta)
- Una falla mayor en el sistema de empaque del vástago de una válvula (p.ej. la pérdida repentina del material de empaque).

Con base en lo anterior, se recomiendan análisis de los componentes con bajo nivel potencial de fuga.

4.2 Mediciones

Las fugas de metano se detectan a través de estudios formales de emisiones fugitivas utilizando las técnicas del Método 21 de US EPA (US EPA 2017) (<https://www.epa.gov/emc/method-21-volatile-organic-compound-leaks>) y/o mediante el uso de cámaras de visión óptica de gas (OGI), según la guía de US EPA denominada Práctica de Trabajo Alternativa (AWP) para la Detección de Fugas en Equipo (*Alternative Work Practice [AWP] to Detect Leaks from Equipment*) (EPA 2008) (<https://www.federalregister.gov/documents/2008/12/22/E8-30196/alternative-work-practice-to-detect-leaks-from-equipment>). También se proporciona orientación en el reporte de US EPA (2007), titulado Detección y Reparación de Fugas: Una Guía de Mejores Prácticas (*Leak Detection and Repair: A Best Practices Guide*) (<https://www.epa.gov/compliance/leak-detection-and-repair-best-practices-guide>).

El Método 21 de US EPA permite la utilización de sensores portátiles y pruebas de burbujas para la detección de puntos de fuga en equipo de proceso que ocasionen emisiones fugitivas a la atmósfera. Para ello, el equipo de evaluación participante en el estudio debe tener contacto directo con los componentes analizados, por lo que algunos componentes son omitidos en el estudio, puesto que son inaccesibles. Así mismo, los puntos de fuga inesperados no se revisan (p.ej. soldaduras agrietadas, perforaciones debidas a corrosión o abrasión, puntos con daño mecánico, etc.).

Las cámaras para OGI son menos sensibles que las técnicas del Método 21, aunque permiten analizar componentes de equipo mucho más rápido y también componentes inaccesibles desde una distancia corta. Una comparación entre ambos enfoques puede encontrarse en la presentación del Taller de Implementación Anual 2015 de Gas STAR de US EPA. Presentada por T. Trefiak, de Target Emissions, con el título Caso de Estudio Comparativo del Método 21 Convencional vs. Práctica Alternativa de Trabajo para LDAR (*LDAR Case Study Comparison of Conventional Method 21 Vs Alternative Work Practice*) (US EPA 2015) (<https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/ldar-case-study-comparison-conventional-method-21-vs-alternative-work>). Esta presentación muestra que a pesar de su baja sensibilidad, la cámara para OGI es más efectiva para detectar fugas, particularmente: (1) las fugas más grandes, que contribuyen con la mayoría de las emisiones, y (2) puntos de fuga inesperados. Además, los costos de estudios de OGI tienden a ser un 28 por ciento menores que los de los estudios que utilizan el Método 21.

Se encuentran en desarrollo técnicas más nuevas, las cuales involucran el empleo de drones y de sensores remotos. Estas técnicas es más probable que sean efectivas para un barrido completo de la instalación, y para determinar qué sitios hay que enfocar para prácticas de trabajo alternativo (AWP por sus siglas en inglés) detalladas, o estudios utilizando el Método 21.

La cuantificación de fugas permite la clasificación ordenada de las fugas detectadas para propósitos de reparaciones individuales, así como el monitoreo en el tiempo de la efectividad general de un programa de detección y reparación de fugas (LDAR por sus siglas en inglés). Las técnicas aplicadas para la cuantificación de fugas incluyen el empleo de medidores de alto flujo (denominados Hi-Flow Sampler) y el embolsado de componentes con fuga. Las fugas hacia sistemas de venteo y quema de gas pueden cuantificarse mediante la aplicación de las técnicas que se presentan en la Sección **Error! Reference source not found.**

Puede encontrarse información adicional acerca de las técnicas de detección y cuantificación de fugas en el reporte de CCAC titulado Realización de Estudios de Emisiones, Incluyendo Equipo de Detección y Cuantificación (Apéndice A de los Documentos de Guía Técnica de OGMP (*Conducting Emissions Surveys, Including Detection and Quantification Equipment*) (*Appendix A of the OGMP Technical Guidance Documents*) (CCAC 2017j) (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/conducting-emissions-surveys-including-emission-detection-and-quantification-equipment>).

La Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) ha desarrollado un reporte de mejores prácticas de gestión (Best Management Practice [BMP]) titulado: Gestión de Emisiones Fugitivas en Instalaciones de Producción de Petróleo y Gas (*Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities*), January (CAPP 2007) (<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/116116>), para la detección, medición y gestión de emisiones fugitivas en instalaciones de petróleo y gas. La CAPP también proporciona una BMP para Programas de Detección de Fugas en Líneas de tubería (CAPP 2018) (<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/310502>).

4.3 Potencial de Reducción

Los estudios en campo han mostrado que con la sola atención a oportunidades de control de fugas con un período de retorno de inversión de 1 año o menor se pueden reducir las emisiones fugitivas en un 70 por ciento o más. Cualquier fuga que pueda ser reparada rápidamente debe repararse, si bien el enfoque claramente debe centrarse en la detección y control de las grandes fugas que se presentan en los sitios.

Una buena práctica es la inspección anual de todos los componentes y la inspección de los componentes con alto nivel potencial de fuga con mayor frecuencia, suficiente para gestionar los mayores riesgos implicados. Adicionalmente, los componentes de equipo que han sido reparados, recibieron servicio o fueron reemplazados o desensamblados deben revisarse para comprobar que no presentan fugas antes de volver a un servicio presurizado.

Cuando por cualquier razón se ha diferido la reparación de un componente de equipo con fuga, dicho componente debe ser monitoreado cuando menos mensualmente y con una mayor frecuencia según sea necesario para asegurar que la situación no represente en ningún momento riesgos a la salud ocupacional o a la seguridad. El monitoreo deberá incluir como mínimo la determinación de que la fuga no ocasiona ninguna condición de alarma de alta concentración de límite bajo de explosión (LEL por sus siglas en inglés), en áreas no clasificadas (p.ej. según se determine mediante el uso de un monitor personal u otro detector de gas combustible).

La Tabla 7 presenta una guía para el desarrollo de programas de inspección y mantenimiento dirigidos en diferentes tipos de instalaciones.

Tabla 7: Documentos de Natural Gas STAR, de US EPA, para el desarrollo de inspección y mantenimiento dirigidos.

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
<i>Desarrollo de Inspección y Mantenimiento Dirigidos en Sitios Remotos</i> (Conduct Directed Inspection and Maintenance at Remote Sites, PRO Fact Sheet #901) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/conduct-directed-inspection-and-maintenance-remote-sites).	<\$1,000	0 a 1 año			✓	✓
<i>Inspección y Mantenimiento Dirigidos en Estaciones de Medición y Regulación e Instalaciones Superficiales, Lecciones Aprendidas</i> (Directed Inspection and Maintenance at Gate Stations and Surface Facilities, Lessons Learned) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/directed-inspection-and-maintenance-gate-stations-and-surface-facilities).	\$1,000 a \$10,000	0 a 1 año			✓	✓
<i>Inspección y Mantenimiento Dirigidos de Estaciones de Compresión, Lecciones Aprendidas</i> (Directed Inspection and Maintenance at Compressor Stations, Lessons Learned) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/directed-inspection-and-maintenance-gate-stations-and-surface-facilities).	\$10,000 a \$50,000	0 a 1 año			✓	✓

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
<i>Inspección y Mantenimiento Dirigidos en Plantas de Procesamiento de Gas y Estaciones de Recompresión, Lecciones Aprendidas</i> (Directed Inspection and Maintenance at Gas Processing Plants and Booster Stations, Lessons Learned) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/directed-inspection-and-maintenance-gas-processing-plants-and-booster).	\$10,000 a \$50,000	1 a 3 años		✓		

Las inspecciones AVO realizadas por el personal del sitio, deben hacerse regularmente como una medida de detección de fugas entre estudios formales de fugas, dentro y fuera de cada edificio activo de proceso, alrededor de todas las unidades de proceso, y a lo largo de todas las tuberías superficiales en búsqueda de señales de:

- Congelamiento o “sudado” de válvulas y dispositivos de alivio de presión conectados a líneas de venteo
- Penachos visibles de vapores o vapor de agua o goteo de componentes de equipo
- Válvulas normalmente cerradas conectadas a venteos o líneas con extremo abierto no completamente cerradas durante operaciones normales
- Componentes (p.ej. cubiertas, tapones, manómetros, etc.) que hayan sido retirados temporalmente para inspección, mantenimiento u otros propósitos, y que no hayan sido reinstalados posteriormente.
- Pilotos apagados en equipo a fuego directo (p.ej. calentadores de líneas), así como quemadores no encendidos
- Olores dentro de edificios y corriente abajo del viento, provenientes de tuberías y equipo de proceso
- Sonidos indicativos de fugas.

Las inspecciones AVO pueden registrarse ya sea como adicionales a las hojas existentes de verificación del operador, o en formatos de mantenimiento preventivo que indiquen cuándo se realizaron las inspecciones AVO.

La Tabla 8 siguiente resume información proporcionada por el Programa Natural Gas Star de US EPA, relacionada con tecnologías aplicables a diferentes tipos de emisiones fugitivas en equipo.

Tabla 8: Documentos de Natural Gas Star de US EPA, sobre opciones costo-efectivas para el control de diferentes tipos de fugas en equipo.

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
<i>Sistema de Recuperación de Desgasificación de Sellos Húmedos para Compresores Centrifugos</i> (Wet Seal Degassing Recovery System for Centrifugal Compressors, PRO Fact Sheet) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/wet-seal-degassing-recovery-system-centrifugal-compressors).	\$33,000 (1 compresor) \$90,000 (4 compresores)	0 a 1 año	✓	✓	✓	
<i>Reducción de Emisiones de Metano en Sistemas de Empaquetadura de Vástagos de Compresores, Lecciones Aprendidas</i> (Reducing Methane Emissions from Compressor Rod Packing Systems, Lessons Learned) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/reducing-methane-emissions-compressor-rod-packing-systems).	\$1,000 a \$10,000	0 a 1 año	✓	✓	✓	
<i>Prueba y Reparación de Válvulas de Seguridad de Presión</i> (Test and Repair Pressure Safety Valves, PRO Fact Sheet #602) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/test-and-repair-pressure-safety-valves).	<\$1,000	0 a 1 año	✓	✓	✓	✓
<i>Eliminación de Equipos y/o Sistemas Innecesarios</i> (Eliminate Unnecessary Equipment and/or Systems, PRO Fact Sheet #504) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/eliminate-unnecessary-equipment-andor-systems).	\$1,000 a \$10,000	0 a 1 año	✓	✓	✓	

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
Reemplazo de Descargadores de Cilindros de Compresores (Replace Compressor Cylinder Unloaders, PRO Fact Sheet #106) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replace-compressor-cylinder-unloaders).	\$10,000 a \$50,000	1 a 3 años	✓	✓	✓	
Reemplazo de Sellos Húmedos por Sellos Secos en Compresores Centrifugos, Lecciones Aprendidas (Replacing Wet Seals with Dry Seals in Centrifugal Compressors, Lessons Learned) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replacing-wet-seals-dry-seals-centrifugal-compressors).	>\$50,000	1 a 3 años	✓		✓	
Instalación de Válvulas BASO (Install BASO Valves, PRO Fact Sheet #604) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-baso-valves).	<\$1,000	0 a 1 año	✓			
Reparación de Fugas de Válvulas Durante el Reemplazo de Tuberías (Perform Valve Leak Repair During Pipeline Replacement, PRO Fact Sheet #601) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/perform-valve-leak-repair-during-pipeline-replacement).	\$1,000 a \$10,000	0 a 1 año			✓	✓
Reemplazo de Discos de Ruptura con Válvulas de Alivio Secundarias (Replace Burst Plates with Secondary Relief Valves, PRO Fact Sheet #605) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replace-burst-plates-secondary-relief-valves).	\$1,000 a \$10,000	0 a 1 año	✓	✓	✓	

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
<i>Instalación de Válvulas de Exceso de Flujo</i> (Install Excess Flow Valves, PRO Fact Sheet #603) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-excess-flow-valves).	\$1,000 a \$10,000	3 a 10 años				✓

Se dispone de guía adicional en gestión de emisiones de sellos de compresores y otros tipos de emisiones fugitivas en equipo en los documentos de CCAC siguientes:

- *Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks* (CCAC 2017b) (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-2-fugitive-component-and-equipment-leaks>).
- *Technical Guidance Document Number 3: Centrifugal Compressors with “Wet” (Oil) Seals* (CCAC 2017c) (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-3-centrifugal-compressors-%E2%80%9Cwet%E2%80%9D-oil-seals>).
- *Technical Guidance Document Number 4: Reciprocating Compressors Rod Seal/Packing Vents* (CCAC 2017d) (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-4-reciprocating-compressors-rod-sealpacking-vents>).

5 Oportunidades de Mitigación a Evaluar: #3 Sistemas de Venteo y Quema de Gas

Los sistemas de quema y venteo de gas existen en todos los segmentos de la industria del petróleo y el gas, y se emplean para dos tipos básicos de disposición de gas de desecho: intermitente y continua. Las aplicaciones intermitentes pueden incluir la eliminación de volúmenes de desecho de episodios de alivio de presión de emergencia, eventos de despresurización iniciados por el operador o instrumentados (p.ej. despresurización de equipo de proceso para inspección o mantenimiento, o despresurización para realizar conexiones en tuberías), inestabilidades de planta o del sistema, servicio y prueba de pozos, eventos de raspatabos, y purga rutinaria de instrumentos, depósitos de líquidos y separadores. Las aplicaciones continuas pueden incluir la eliminación de:

- Gas asociado o vapores de tanques de almacenamiento en instalaciones de producción de crudo en donde la conservación del gas no es económica o hasta el momento en que sus beneficios económicos puedan evaluarse

- Gas de espacio anular en pozos de crudo pesado
- Corrientes de proceso de desecho o subproductos que tienen poco valor o ninguno, o cuya recuperación es antieconómica (p.ej. gas de venteo de deshidratadores de glicol, gas ácido de unidades de endulzamiento de gas, y algunas veces, los sobreflujo de estabilizadores)
- Gas de venteo de dispositivos operados a gas, en los cuales se emplea gas natural como medio motriz o de suministro (p.ej. lazos de control de instrumentación, bombas de inyección de químicos, muestreadores, etc.).

En la Figura 9 abajo, se muestra un ejemplo un quemador abierto utilizado comúnmente en una instalación de producción de petróleo y gas.

Típicamente, los volúmenes de gas de desecho se envían al quemador si presentan situaciones o riesgos de olores, a la salud o de seguridad. De otro modo se ventean.

5.1 Revisiones Recomendadas

5.1.1 Venteo o Quema Continua de Gas

Los venteos o la quema de gas continuas deben examinarse para la determinación exacta de la cantidad de gas que se elimina y así determinar si las condiciones actuales del mercado pueden hacer económica su conservación o utilización. Adicionalmente, deben hacerse las evaluaciones necesarias del proceso para determinar si los valores medidos son consistentes con lo que debería esperarse, y si se presente alguna contribución no intencional.

Figura 9: Fotografía de un quemador típico en una instalación de producción de petróleo y gas.



5.1.2 Venteo y Quema Intermitente de Gas

Los aspectos principales relacionados con sistemas de venteo o quema de gas intermitente son los siguientes:

- Con frecuencia carecen de medidores de flujo, o si se cuenta con alguno, el mismo no es confiable o está dimensionado para monitorear flujos máximos durante eventos de alivio o purga. Las lecturas en el rango bajo de flujo que se presenta el resto del tiempo son usualmente ignoradas o consideradas como “ruido” del medidor.
- En ausencia de instrumentación, la detección de flujos residuales excesivos es complicada, excepto en casos muy extremos. Esto se debe en parte a que el punto de descarga es una fuente elevada y generalmente inaccesible. Además, estos sistemas están diseñados para grandes eventos de purga, evacuación o alivio de presión, por lo cual los flujos mucho más pequeños no producen una indicación AVO perceptible. Cuando se tienen flujos residuales persistentes durante un período de tiempo prolongado, pueden contribuir de manera importante a las emisiones, así como representar una pérdida de gas comercializable.
- Finalmente, los quemadores requieren un grado de turbulencia razonable en la boquilla de quemado para promover buenas eficiencias de destrucción. Las eficiencias de destrucción con bajos flujos son mucho menores que en las condiciones de diseño de los episodios de quema para los que fueron diseñados estos dispositivos.

5.1.2.1 Fugas Hacia Sistemas de Venteo o Quema de Gas

Los venteos o quemadores de gas intermitentes deben revisarse para detectar posibles fugas hacia el cabezal de recolección. Si se detectan flujos residuales en este cabezal, debe procurarse la determinación exacta de la causa de la fuga o flujo residual. La causa puede ser una fuga a través del asiento de una válvula de alivio de presión o purga conectada al sistema, o bien una válvula de purga o evacuación manual puede haberse dejado parcial o totalmente abierta de manera no intencional.

En última instancia, debe considerarse la instalación de medidores de flujo, puertos de monitoreo o interruptores de flujo en sistemas de venteo o quema de gas intermitentes, lo que permitirá un auto monitoreo frecuente o continuo de fugas hacia los sistemas de venteo y quema de gas.

Cuando es difícil evitar pérdidas significativas hacia el cabezal de gas a venteo o quema, puede considerarse la instalación de un sistema de recuperación de dicho gas.

5.1.2.2 Consumo Excesivo de Gas de Purga

Todos los quemadores deben examinarse para confirmar que su consumo de gas de purga sea razonable (suficiente para cumplir con seguridad los requisitos mínimos). Los puntos específicos a revisar o considerar son los siguientes:

- Algunas instalaciones utilizan gas de flasheo de las unidades de endulzamiento con aminas o de los deshidratadores de glicol en lugar de, o como una fuente suplementaria,

de gas de purga. Dichos flujos pueden ser mucho mayores que los requisitos de gas de purga, por lo que deben efectuarse comprobaciones acerca de la conveniencia de conservar dichas corrientes aportando únicamente al sistema de gas de purga el gas suficiente para cumplir de manera segura los requisitos mínimos.

- El sistema de control para el suministro de gas de purga a un sistema de quema de gas usualmente es sólo una válvula manual y posiblemente un regulador o una placa de orificio fija sin una indicación o monitoreo del flujo real. La tendencia en estos casos es hacia una operación conservadora, lo que potencialmente resulta en un consumo de gas de purga mucho mayor que el requerido. Así, con frecuencia, el personal de operación ajusta el flujo de purga manualmente hasta que se tiene una flama visible de tamaño razonable en la boquilla del quemador, sin ningún criterio específico relacionado con el tamaño de la flama y sin percatarse de que pequeños cambios en el tamaño de la flama pueden representar grandes diferencias en la cantidad de gas de purga suministrado.
- Muchos quemadores no cuentan con un sello para reducción de purga, aunque obtendrían grandes beneficios de ello. El sello de purga es un dispositivo que se instala cerca de la boquilla del quemador, dentro del cuerpo de la columna del quemador, el cual reduce en gran medida el flujo mínimo de purga requerido para evitar que se introduzca aire a la columna ocasionando una retro flama, lo que podría dañar la boquilla del quemador, además de representar un riesgo a la seguridad.
- En cuanto a los quemadores equipados con un sistema de piloto o de ignición poco confiable, el personal de operación incrementa los flujos de gas de purga para ayudar a mantener la flama en la boquilla del quemador. Aunque esta es una solución sencilla de corto plazo al problema, puede convertirse en una solución extremadamente costosa a largo plazo debido al excesivo consumo de gas combustible.

5.1.3 Sistemas de Enriquecimiento de Gas a Quemadores

En ocasiones, el gas enviado a quemadores debe enriquecerse con gas combustible, ya sea para cumplir los requisitos regulatorios de valor mínimo de poder calorífico del gas a quema (para asegurar una combustión estable), o para promover una mayor dispersión de las emisiones resultantes de la combustión en la atmósfera (en particular SO_2), a través del efecto de flotación térmica. El sistema de enriquecimiento de gas frecuentemente es un sistema manual diseñado del mismo modo que los sistemas de gas de purga, por lo cual puede presentar los mismos problemas (ver Sección 5.1.2.2), debido a lo cual debe ser revisado.

5.1.4 Pilotos de Baja Eficiencia en Quemadores Continuos o Intermitentes

Los numerosos avances en el diseño de sistemas de piloto para quemadores en años recientes han mejorado importantemente su confiabilidad, desempeño y eficiencia respecto a sus necesidades de combustible. Debe revisarse el consumo de los pilotos existentes para determinar si es posible obtener ahorros significativos al modernizarlos a un sistema más avanzado.

5.2 Mediciones

La Asociación Mundial para la Reducción de la Quema de Gas (GGFR por sus siglas en inglés) (una iniciativa público-privada liderada por el Banco Mundial) (<http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>), ha desarrollado una guía sobre medición de gas enviado a venteo o quema (GGFR 2008) que puede aplicarse, la cual puede consultarse en: (<http://documents.worldbank.org/curated/en/689451468158369316/Guidelines-on-flare-and-vent-measurement>).

5.3 Potencial de Reducción

Algunos documentos de referencia útiles para la reducción de venteo y quema de gas y la optimización de estos sistemas incluyen a los siguientes:

- CAPP. 2006. *Best Management Practices for Facility Flare Reduction*. (<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/114231>).
- American Petroleum Institute (API). *Recommended Practice 521: Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems*. (<https://www.api.org/>).
- API. Recommended Practice 520: Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries.
- API. Recommended Practice 537: Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service.

En la Tabla 9 se presenta un resumen de información adicional sobre el tema.

Tabla 9: Documentos de Natural Gas Star de US EPA sobre opciones costo-efectivas para la reducción de emisiones de CH₄ de sistemas de venteo y quema de gas.

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
<i>Rediseño de Sistemas de Purga y Modificación de Prácticas de Paro de Emergencia (ESD)</i> (Redesign Blowdown Systems and Alter ESD Practices, PRO Fact Sheet #908) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/redesign-blowdown-systems-and-alter-emergency-shutdown-practices).	\$1,000 a \$10,000	0 a 1 año			✓	
<i>Instalación de Quemadores</i> (Install Flares, PRO Fact Sheet #904) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-flares).	\$10,000 a \$50,000	0 a 1 año	✓		✓	
<i>Instalación de Dispositivos de Ignición Electrónicos</i> (Install Electronic Flare Ignition Devices, PRO Fact Sheet #903) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-electronic-flare-ignition-devices).	\$1,000 a \$10,000	1 a 3 años	✓	✓	✓	✓

Así mismo, CAPP (2006) ha publicado un documento acerca de Mejores Prácticas de Gestión para la Reducción de Quema de GAS (*Best Management Practices for Facility Flare Reduction*) (<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/114231>).

6 Oportunidades de Mitigación a Evaluar: #4 Equipo de Combustión

Los calentadores, calderas, motores y turbinas se usan ampliamente en la industria del petróleo y el gas. En conjunto, constituyen la fuente dominante de emisiones de GEI dados los grandes volúmenes de consumo de combustible. En muchas instalaciones, se extrae del proceso gas natural, o algunas veces petróleo, para usarse como combustible. A nivel de toda la industria, la mayor parte de este combustible se utiliza en motores y turbinas que impulsan compresores y bombas, en calentadores de proceso y calderas. La Tabla 10 muestra la distribución estimada de este combustible por tipo de dispositivo.

Otros usos del combustible son como gas de refuerzo a quemador para cumplir requisitos mínimos de poder calorífico, como combustible suplementario para que los incineradores logren buenas eficiencias de destrucción y/o temperaturas mínimas de salida de gases que permitan buena dispersión de los contaminantes emitidos, gas a piloto de quemadores e incineradores, y gas de purga para el cabezal de gas a quema o venteo (ver Sección 5).

Tabla 10: Distribución porcentual por categoría primaria de fuentes, del consumo total de combustible en cada sector de la industria del petróleo y gas.

Sector	Distribución Típica de Uso Total por Categoría de Fuente			
	Motores de Combustión Interna	Turbinas a Gas	Calentadores/ Calderas	Incineradores
Producción de Crudo	40.0	0.0	60.0	0.0
Producción de Gas	68.9	3.5	27.6	0.0
Producción de Crudo Pesado	0.0	0.0	100.0	0.0
Producción de Bitumen	0.0	0.0	100.0	0.0
Plantas de Gas Dulce	84.9	0.0	15.1	0.0
Plantas de Gas Amargo o Ácido – Quema de Gas	17.5	11.4	71.1	0.0
Plantas de Gas Amargo o Ácido – Recuperación	15.6	10.2	73.4	10.9
Plantas de Reprocesamiento	0.0	85.0	15.0	0.0
Transporte de Gas	5.3	94.3	0.4	0.0
Consumo de Propano	40.0	0.0	60.0	0.0

Fuente: Colley et al. 1983. Alberta Oxides of Nitrogen Emissions Forecast: 1980-2000. Reporte preparado por Western Research Ltd. for Alberta Environment. Calgary Alberta.

6.1 Revisiones Recomendadas

Deben realizarse dos evaluaciones principales para la identificación de oportunidades costo-efectivas de reducción de consumo de combustible: (1) optimización de proceso para la minimización de demandas de calor y carga a motores y turbinas, y (2) optimización de la operación de cada calentador, caldera, motor, turbina o incinerador. El primer tipo de evaluación puede incluir la revisión del diseño de la instalación para asegurar el aprovechamiento de todas las oportunidades razonables de recuperación de calor de desecho y de minimización de caídas de presión y reciclamiento. Así mismo, puede realizarse un benchmarking de desempeño contra simulaciones rigurosas de proceso como una forma de evaluación global de un desempeño adecuado.

El análisis de unidades individuales (motores de combustión interna, turbinas a gas o calentadores) involucra la realización de pruebas de desempeño para confirmar que el equipo opera en niveles de eficiencia aceptables, y en el caso de motores y turbinas, también de sus bombas y compresores acoplados. Estas pruebas deben incluir la confirmación de: relaciones aire-combustible adecuadas, buena eficiencia de combustión, y de la operación de la unidad en una zona eficiente de su curva de desempeño.

Las instalaciones también pueden considerar revisiones para detectar fugas internas de proceso que ocasionen reproceso de corrientes de proceso, especialmente en compresores reciprocantes. En estos equipos, las fugas en las válvulas de succión y descarga de los cilindros pueden ocasionar la recompresión de una parte del gas, generando temperaturas de salida del cilindro mayores, que a su vez reducen las eficiencias del compresor.

Deben también revisarse todos los intercambiadores de calor (aeroenfriadores), para confirmar que funcionan acorde a las especificaciones de diseño y no están obstruidos. Un pequeño cambio en temperatura diferencial en el intercambiador puede afectar en gran medida la demanda de combustible o energía eléctrica en otras partes del proceso.

6.2 Mediciones

6.2.1 Consumo de Combustible

Pueden encontrarse una gran variedad de arreglos de medición de gas combustible en las instalaciones, lo cual complica los requisitos de contabilidad de producción y puede inducir un potencial de errores. En muchas instalaciones, un solo medidor de flujo se utiliza para el flujo total de combustible extraído del proceso. En algunos casos se instalan medidores secundarios para conocer la distribución de combustible por categoría principal de uso de este. En otros el o los medidores de flujo de gas disponibles miden sólo parte del consumo de combustible. Por ejemplo, es una práctica común el suministro de unidades paquete de compresión con un medidor de flujo de combustible exclusivo. Una instalación puede confiar en dichos medidores para la determinación del uso de combustible de los motores o turbinas de compresores, y estimar el consumo del resto de las fuentes (p.ej. combustible para calentadores, rehervidores, incineradores, pilotos de quemador y para purga del cabezal de gas a quema y gas de refuerzo). El gas combustible puede emplearse para propósitos diferentes a la combustión (p.ej. gas de

instrumentos, gas de arranque de compresores, gas de arrastre de deshidratadores, gas para soplado de separadores y algunas aplicaciones de gas de protección en tanques y de purga de equipos), ya sea aguas arriba o aguas abajo de los medidores de flujo de gas combustible disponibles, o una combinación de ambos casos. Las complejidades en la medición de combustible y su contabilidad resultan frecuentemente de las adiciones a una instalación o de los cambios que experimenta con el tiempo.

La información del consumo de combustible por tipo de dispositivo de combustión es de mucha importancia en la determinación de contaminantes criterio del aire tales como CO, NO_x, y PM, pues los factores de emisión para estos contaminantes presentan variaciones significativas de acuerdo con el tipo de dispositivo de combustión (motor reciprocante, turbina o calentador/caldera). Las emisiones de GEI presentan menos retos, pues el CO₂ es el contribuyente principal a las emisiones de GEI de la quema de combustible y los factores de emisión para este contaminante sólo varían ligeramente con los diferentes tipos de dispositivos de combustión. Los factores de emisión para metano derivados de la quema de combustible varían significativamente según el tipo de dispositivo y pueden contribuir con hasta un 17 por ciento de las emisiones de GEI por combustión. Las emisiones de N₂O de la combustión de combustible contribuyen en mucho menor medida a las emisiones de GEI por uso de combustible. Los factores de emisión actuales de N₂O son independientes del tipo de dispositivo de combustión.

La composición del gas natural puede variar apreciablemente de sitio a sitio, pero la variación del contenido de carbono del combustible es más pequeña — típicamente de 64 por ciento a 76 por ciento en base másica para diferentes tipos de corrientes de gas (gas crudo, gas procesado, vapores de tanques y gas de venteo de deshidratadores). Para el gas natural procesado, el rango de contenido de carbono puede ser aún menor, de sólo 72 por ciento a 74 por ciento en base másica.

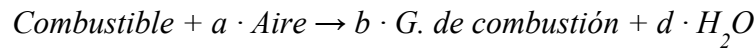
6.2.2 Pruebas de Desempeño

Las pruebas de desempeño en una fuente de combustión involucran el análisis de los gases de combustión, la medición de la temperatura de dichos gases, la determinación de la composición del combustible y de ser posible, la medición de flujo de uno o más de los siguientes parámetros: gas combustible, aire para la combustión y gases de combustión. Adicionalmente, si están disponibles, deben registrarse los datos del fabricante y modelo de cada unidad, así como las condiciones ambientales (temperatura y presión barométrica) del sitio.

Típicamente no se tiene suficiente información de proceso para la estimación confiable del trabajo de proceso útil total entregado por cada unidad, o para determinar el desempeño global de ellas. Puede utilizarse un enfoque simplificado para la evaluación de los parámetros enlistados más adelante y determinar su desviación respecto de condiciones de operación adecuadas para la cuantificación de oportunidades de mejora:

- Calor residual en descarga de gases de combustión (pérdidas en chimenea)
- Ajuste de exceso de aire
- Concentración de CO e hidrocarburos no quemados en gases de combustión.

Las composiciones del combustible y los gases de escape deben referenciarse para la determinación de las relaciones aire-combustible y gases de escape-combustible. Para ello pueden aplicarse balances molares y la siguiente relación:



En donde se emplea el balance de una mol de carbono para la determinación de b , un balance de nitrógeno para obtener a y un balance de hidrógeno para determinar d . Estos coeficientes se pueden emplear después para determinar los flujos de las corrientes no conocidas a partir de este flujo conocido.

La eficiencia de combustión puede definirse como la diferencia entre la entalpía total de los reactivos menos la entalpía de los productos, dividido por la energía del combustible:

$$\text{Eficiencia de combustión} = \frac{\dot{m}_{\text{Comb}} \cdot h_{\text{Comb}}^f + \dot{m}_{\text{Aire}} \cdot h_{\text{Aire}}^f - \dot{m}_{\text{G.C.}} \cdot h_{\text{G.C.}}^f}{\dot{m}_{\text{Comb}} \cdot \text{PCI}}$$

En donde:

\dot{m}	=	Flujo molar de corriente (combustible, aire o gases de combustión) (kmol/h)
h^f	=	Entalpía de formación de la corriente (megajoules por kilomol [MJ/kmol])
PCI	=	Poder calorífico inferior o neto de la corriente de combustible (MJ/kmol)

En una operación ideal, las eficiencias de combustión calculadas mediante esta ecuación se esperaría que se ubiquen en el rango de 95 a 98 por ciento.

Aunque la eficiencia de combustión es útil para indicar la fracción de la energía en el combustible que se convierte en calor, no describe completamente con qué efectividad utiliza esta energía el equipo. Un balance de energía en un motor de combustión interna típico a plena carga indica lo siguiente (basado en información de carga térmica del fabricante):

- Energía en el Combustible: 100 %
- Trabajo Útil: 30 % a 35 %
- Agua de Enfriamiento y Enfriador de Aceite: 15 % a 40 %
- Radiación: 3.5 % a 7.5 %
- Enfriador de Turbocargador: 1 % a 6 %
- Gases de combustión (escape): 20 % a 35 %

Las cargas térmicas para el agua de enfriamiento, el enfriador de aceite, el enfriador del turbocargador y de radiación típicamente dependen del diseño o de las condiciones seguras de operación. El calor perdido en gases de escape está en función de la eficiencia de combustión y del aire de combustión requerido para una operación eficiente. El trabajo útil se deriva del calor remanente después de todas las pérdidas. Dado que las pérdidas de calor hacia el agua de enfriamiento, el enfriador de aceite, el enfriador del turbocargador y por radiación son típicamente fijas por diseño, la pérdida de calor en gases de escape es una buena indicación acerca de la eficiencia operativa de la unidad.

La situación es similar, aunque menos complicada, en el caso de calentadores, calderas y turbinas a gas. Para calentadores y calderas:

- Energía en el Combustible: 100 %
- Trabajo Útil: 70 % a 85 %
- Radiación: 2 % a 5 %
- Gases de combustión (escape): 15 % a 25 %

y para turbinas a gas:

- Energía en el Combustible: 100 %
- Trabajo Útil: 30 % a 40 %
- Radiación: 2 % a 5 %
- Gases de combustión (escape): 60 % a 70 %

Las pérdidas en chimenea o escape se calculan usando un balance térmico simplificado:

$$\text{Fracción de Pérdida de Calor} = \frac{\text{Pérdidas en Chimenea}}{\text{Calor de Ingreso}}$$

En donde:

$$\text{Calor de Ingreso} = \text{Energía en Combustible} + \text{Calor Sensible en Combustible} + \text{Calor Sensible en Aire de Combustión}$$

$$\text{Pérdidas en Chimenea} = \text{Energía en Gases de Combustión} + \text{Pérdidas por Convección} + \text{Calor Sensible en Gases de Combustión}$$

La relación aire-combustible óptima varía significativamente entre motores de combustión interna dependiendo del fabricante y modelo de la unidad, por lo que deben emplearse los valores específicos de los fabricantes. Para calentadores y calderas, un 15 por ciento de exceso de aire puede suponerse suficiente para una operación adecuada.

6.2.3 Fugas Internas de Proceso

La fuga a través de válvulas en compresores recíprocos puede detectarse mediante el monitoreo de la temperatura entre etapas y de descarga del gas de proceso. La magnitud de la fuga y la pérdida consecuente de desempeño pueden estimarse por retro cálculo por simulación del proceso de compresión. La termografía es otro medio común de detección de problemas de fugas internas y puede detectar con frecuencia drenes o válvulas de derivación (by-pass) que no asientan adecuadamente. Las técnicas ultrasónicas ofrecen la mayor sensibilidad para la detección de fugas a través de asientos de válvulas.

6.3 Potencial de Reducción

En general, el consumo de combustible en instalaciones de petróleo y gas puede reducirse mediante la implementación de programas más agresivos de auditoría y conservación de la energía.

Los potenciales relativos de reducción de consumo de combustible generalmente son los menores en instalaciones nuevas de gran tamaño con personal de mantenimiento propio de tiempo completo, mientras los mayores potenciales se encuentran en instalaciones no tripuladas antiguas, en especial si la instalación está en el final de su vida útil. Recientes experiencias en varias instalaciones diferentes indican potenciales de reducción de uso de combustible de 10 por ciento a 15 por ciento. A pesar de esto, la intensidad energética específicas promedio para la producción de petróleo y gas en general aumentan con el tiempo, debido a la mayor eliminación de agua y necesidades de compresión de gas a medida que los reservorios se abaten, y a las mayores distancias de transporte dado que las empresas deben explorar en regiones más alejadas para reponer sus reservas.

A continuación se presentan elementos principales para su consideración como parte de un programa de gestión de la energía en una instalación de petróleo y gas:

- Optimización de procesos para reducir necesidades de energía, así como el reciclamiento y reproceso. Por ejemplo, algunas plantas de procesamiento de gas amargo han hallado oportunidades económicamente atractivas de optimización de uso de combustible en incineradores de gas de colas a través de la incorporación de lazos de control para la evaluación de necesidades de combustible en función tanto de condiciones de proceso como de las condiciones meteorológicas locales.
- Mejora de eficiencia energética de equipo de combustión operado a gas, a través de mejor monitoreo del desempeño de la unidad y frecuencia de servicio. La mayoría de los fabricantes recomiendan carburaciones menores para ajustar la relación aire-combustible al menos cada trimestre (en cada cambio de estación). Los motores también deben revisarse en esas ocasiones para detectar problemas de válvulas o de ignición a partir del análisis de gases de combustión. También deben hacerse revisiones periódicas del flujo de gas del cárter. Los venteos de este componente generalmente no se supervisan en inspecciones normales al equipo, pero el desplazamiento de gas a través de los anillos de los pistones que sale por estos venteos puede contribuir significativamente a las pérdidas energéticas.
- Cuando las condiciones de proceso difieren apreciablemente de las especificaciones iniciales de diseño, puede haber una oportunidad de reemplazar motores sobredimensionados de bombas y compresores con unidades más pequeñas que permitan una operación en puntos más eficientes de su curva de desempeño. Por ejemplo, el consumo de un motor a gas natural típico de 746 kilowatts (kW) es 16.7 por ciento menor a plena carga que a media carga. Pueden lograrse reducciones de hasta 50 por ciento en casos extremos.
- Implementación de esquemas de recuperación de calor o cogeneración en las instalaciones mayores.

7 Oportunidades de Mitigación a Evaluar: #5 Sistemas de Tratamiento Químico con Recirculación

Los deshidratadores de glicol, así como las unidades de endulzamiento por aminas, son los tipos más comunes de sistemas de tratamiento químico con recirculación en instalaciones de petróleo y gas. En estos sistemas, el licor circulado se pone en contacto con una corriente de gas, usualmente una columna de absorción (o contactor) y después se separa y se pasa a través de un circuito de regeneración antes de retornar a la sección de absorción. El ciclo de regeneración incluye un rehervidor, el cual aplica calor al licor para revertir el proceso de absorción.

En ocasiones se instala un separador por flasheo de baja presión entre el contactor y el regenerador para liberar el gas de solución que pudiera estar atrapado en el licor rico (húmedo). El gas del separador flash puede utilizarse para complementar el combustible y el gas de arrastre requeridos en el rehervidor. El gas adicional se descarga a través de una válvula de contrapresión a la atmósfera. El sistema cuenta con un intercambiador de calor para el precalentamiento del licor rico previo a su ingreso al rehervidor.

Las causas primarias de emisiones de hidrocarburos son la absorción/desorción del licor, el atrapamiento de una fracción del gas del contactor en el licor rico y posiblemente el uso de gas de arrastre en el rehervidor. En sistemas de glicol y amina, los compuestos secundarios principales posiblemente eliminados por el licor son hidrocarburos aromáticos (p.ej. benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos [BTEX]), los cuales son sustancias tóxicas notables.

7.1 Revisiones Recomendadas

Los principales aspectos a considerar relacionados con sistemas de tratamiento químico con recirculación son los siguientes:

- Optimización de la unidad para minimizar el flujo de circulación del licor, lo cual reduce la carga al rehervidor y las emisiones o los productos secundarios de absorción liberados en el gas flash y en el rehervidor.
- Disposición del gas de flasheo, el cual usualmente puede recuperarse y utilizarse ya sea como combustible o ser comprimido de nuevo hacia la entrada a proceso.
- Disposición del gas de salida del rehervidor (en sistemas de glicol, puede haber la oportunidad de condensar vapor de agua y recuperar la fracción de hidrocarburos. En sistemas de aminas, pueden hallarse opciones más eficientes de eliminación).

7.2 Mediciones

Referirse a la Sección 6.2 para el desempeño del rehervidor y a la Sección **Error! Reference source not found.** para cualquier venteo o quema de gas relacionado con proceso. Las

simulaciones de proceso normalmente se hacen para la determinación de las condiciones de operación óptimas para el proceso general de tratamiento químico con recirculación.

7.3 Potencial de Reducción

CAPP (2000) ha desarrollado una Mejor Práctica de Gestión para el Control de Emisiones de Benceno Provenientes de la Deshidratación de Glicol (*Best Management Practice for Control of Benzene Emissions from Glycol Dehydration*) (<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/279307>), en la cual se proporciona una guía para la medición y la gestión de emisiones de proceso de estas unidades. Las guías específicas proporcionadas por el Programa Natural Gas Star de US EPA se resumen en la Tabla 11 siguiente.

Tabla 11: Documentos de Natural Gas Star de US EPA sobre opciones costo-efectivas para la gestión de emisiones de metano de deshidratadores de glicol.

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
<i>Redireccionamiento del Gas del Separador de Condensado</i> (Reroute Glycol Skimmer Gas, PRO Fact Sheet #201) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/reroute-glycol-skimmer-gas).	\$1,000 a \$10,000	0 a 1 año	✓	✓	✓	
<i>Conexión del Deshidratador de Glicol a una Unidad de Recuperación de Vapores</i> (Pipe Glycol Dehydrator to Vapor Recovery Unit, PRO Fact Sheet #203) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/pipe-glycol-dehydrator-vapor-recovery-unit).	\$1,000 a \$10,000	0 a 1 año	✓	✓	✓	

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
Reemplazo de Unidades de Deshidratación por Inyección de Metanol (Replace Glycol Dehydrator Units with Methanol Injection, PRO Fact Sheet #205) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replace-glycol-dehydration-units-methanol-injection).	\$1,000 a \$10,000	0 a 1 año	✓	✓	✓	
Deshidratadores Desecantes Portátiles (Portable Desiccant Dehydrators, PRO Fact Sheet #207) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/portable-desiccant-dehydrators).	\$1,000 a \$10,000	0 a 1 año	✓			
Eliminación de Equipo y/o Sistemas Innesarios (Eliminate Unnecessary Equipment and/or Systems, PRO Fact Sheet #504) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/eliminate-unnecessary-equipment-andor-systems).	\$1,000 a \$10,000	0 a 1 año	✓	✓	✓	✓
Deshidratadores Cero Emisiones (Zero Emissions Dehydrators, PRO Fact Sheet #206) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/zero-emissions-dehydrators).	\$10,000 a \$50,000	0 a 1 año	✓	✓	✓	✓

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
Optimización de Circulación de Glicol e Instalación de Separadores de Tanque Flash en Deshidratadores de Glicol, Lecciones Aprendidas (Optimize Glycol Circulation and Install Flash Tank Separators in Glycol Dehydrators, Lessons Learned) https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/optimize-glycol-circulation-and-install-flash-tank-separators-glycol .	\$10,000 a \$50,000	0 a 1 año	✓	✓		
Conversión de Bombas de Químicos Impulsadas por Gas Natural (Convert Natural Gas–Driven Chemical Pumps, PRO Fact Sheet #202) https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-natural-gas-driven-chemical-pumps .	\$1,000 a \$10,000	1 a 3 años	✓	✓	✓	
Conversión de Controles Neumáticos a Mecánicos (Convert Pneumatics to Mechanical Controls, PRO Fact Sheet #301) https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-pneumatics-mechanical-controls .	\$1,000 a \$10,000	1 a 3 años	✓	✓	✓	✓
Reemplazo de Bombas de Glicol Asistidas a Gas con Bombas Eléctricas, Lecciones Aprendidas (Replacing Gas-Assisted Glycol Pumps with Electric Pumps, Lessons Learned) https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replacing-gas-assisted-glycol-pumps-electric-pumps .	\$1,000 a \$10,000	1 a 3 años	✓	✓		

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
<i>Reemplazo de Deshidratadores de Glicol con Deshidratadores Desecantes</i> (Replacing Glycol Dehydrators with Desiccant Dehydrators, Lessons Learned) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replacing-gas-assisted-glycol-pumps-electric-pumps).	\$10,000 a \$50,000	1 a 3 años	✓	✓		

Se proporciona una guía relevante de CCAC (2017e) en el Documento de Guía Técnica N° 5: Deshidratadores de Glicol (*Technical Guidance Document Number 5: Glycol Dehydrators*) (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-5-glycol-dehydrators>).

Las siguientes son algunas variables de proceso que pueden optimizarse para ayudar a minimizar la carga de calentamiento en el rehervidor, y en menor medida, para el control de emisiones/pérdidas de productos secundarios de la absorción:

- **Tanque Flash:** Si se absorben o quedan atrapadas cantidades apreciables de gas natural en el licor, debe instalarse un separador flash bifásico aguas abajo del intercambiador de calor de licor rico/pobre. El gas separado puede usarse como combustible para el rehervidor o como gas de arrastre o, en último caso, enviarse a un quemador para su destrucción. Si existen cantidades significativas de hidrocarburos líquidos en este punto, el tanque flash debe diseñarse para una separación trifásica. De otro modo, los hidrocarburos líquidos pueden ocasionar problemas en el rehervidor (acumulación gradual de coque en los tubos de humo), lo que puede reducir la eficiencia y ocasionar mayores emisiones por combustión.
- **Flujo de Circulación de Glicol:** El tratamiento real proporcionado al gas por sistemas de recirculación está determinado en gran medida por la tasa de recirculación del licor. No obstante, dado que este flujo también determina la cantidad de productos secundarios de la absorción que se emiten, es importante no ajustar el flujo de circulación a un valor mayor del necesario. No obstante, la práctica usual es ajustar la circulación para el flujo máximo, adicionando un factor de seguridad confortable (p.ej. 10 por ciento más). Así, rara vez se hacen ajustes al flujo de circulación con base en los cambios de carga de proceso. En consecuencia, existe un potencial considerable para la optimización del flujo de circulación del licor. Lo anterior no únicamente servirá para reducir las emisiones por

venteo, sino que también reducirá carga innecesaria al rehervidor y por tanto reducirá las emisiones por combustión, con un ahorro de combustible.

- Una opción es la realización de pruebas de desempeño periódicas (p.ej. tomar muestras de glicol rico y pobre) en cada unidad, ajustando manualmente el flujo de circulación de glicol. Algunas veces será necesario el reemplazo de la bomba existente por otra de menor capacidad (la bomba de glicol y otros componentes del deshidratador comúnmente están sobredimensionados debido a la declinación de producción o a la baja demanda de gas).
- Otra opción es la implementación de un lazo de control con retroalimentación continua para la regulación de una bomba de recirculación de velocidad variable.
- **Temperatura y Presión del Gas de Entrada:** Las emisiones que pueden presentarse en una aplicación bien gestionada que cuenta con operarios bien capacitados estarán determinadas en última instancia por la cantidad de contaminante que debe ser retirado por el sistema de tratamiento químico. En los deshidratadores de glicol, la cantidad de vapor de agua a retirar está determinada por la temperatura y presión de entrada del gas. El contenido de agua del gas se reducirá por condensación a medida que la temperatura baja y la presión aumenta. Así sucederá con las concentraciones de compuestos aromáticos de alto punto de ebullición y sus emisiones correspondientes. Con base en lo anterior, la temperatura de operación debe reducirse y la presión de operación incrementarse tanto como sea posible. En la mayoría de los casos, será más fácil ajustar la temperatura, lo cual ofrecerá muy posiblemente los mayores beneficios. Algunas veces si las presiones son relativamente bajas, será factible instalar un enfriador de aire de entrada si la temperatura del gas de entrada es muy alta, aunque si la temperatura descende en exceso, el licor puede tornarse lo suficientemente viscoso como para inhibir el contacto eficiente en contactor.
- **Temperatura del Rehervidor:** La temperatura de operación del rehervidor debe ser tan alta como sea posible sin exceder el punto de máxima tolerancia de calor del licor, con el fin de asegurar una reconcentración máxima del mismo y así reducir la tasa de recirculación necesaria. Las temperaturas demasiado altas ocasionarán pérdidas de licor excesivas y posiblemente su descomposición. En una unidad estándar (con un rehervidor operado con gas combustible), la temperatura se controla termostáticamente en modo totalmente automático. Sin embargo, la temperatura del rehervidor deberá ser verificada ocasionalmente utilizando un termómetro de prueba para asegurar que los registros proporcionan lecturas verdaderas. El rehervidor opera mejor si puede mantener una temperatura uniforme. Si la temperatura fluctúa demasiado durante la operación por debajo de la capacidad de diseño, debe reducirse la presión del gas combustible. Si la temperatura del rehervidor no puede elevarse como se requiere, puede requerirse el incremento de la presión del gas combustible a cerca de 200 kPa, así como reajustar las compuertas de ingreso de aire.

8 Oportunidades de Mitigación a Evaluar: #6 Dispositivos Neumáticos

En el segmento de producción (upstream) de la industria petrolera, si no existe disponibilidad de aire comprimido, o se considera la utilización de este antieconómica, una práctica común es el empleo de gas natural como medio motriz en sistemas de instrumentación neumática y dispositivos operados con gas (p.ej. bombas de inyección de químicos y motores de arranque de compresores). Tal es usualmente el caso en baterías de crudo de un solo pozo, estaciones de compresión con una sola unidad, instalaciones en sitios de pozos, instalaciones menores en campos y en algunas plantas de proceso de gas de tamaño pequeño (capacidad de diseño por debajo de 0.7 megámetros cúbicos [Mm³/d]) y medio (capacidad de diseño de entre 0.7 y 7 Mm³/d). El gas natural también puede emplearse en aplicaciones específicas cuando la presión de aire es demasiado baja para la operación de un dispositivo dado (p.ej. válvulas de gran tamaño).

8.1 Revisiones Recomendadas

Deben realizarse mediciones para la cuantificación del consumo de gas de dispositivos operados a gas que utilicen gas natural como medio motriz. De acuerdo con la experiencia, los consumos frecuentemente son significativamente mayores que los esperados bajo las circunstancias siguientes:

- Se cuenta sólo con información limitada acerca del número de dispositivos consumidores, y usualmente el número de ellos es subestimado.
- Estos dispositivos reciben muy poca atención y no han sido ajustados para un funcionamiento óptimo. Por ejemplo, las presiones de suministro pueden ser mayores a las necesarias, y los niveles de actividad de los dispositivos pueden estar ajustados en valores demasiado altos.
- Algunos dispositivos tales como lazos de control de instrumentación con purga continua comenzarán a utilizar más gas a medida que se desgastan.

8.2 Mediciones

Las mediciones de consumo de gas en dispositivos neumáticos no se hacen rutinariamente en instalaciones de petróleo y gas. Para los dispositivos más pequeños, estas mediciones pueden realizarse utilizando rotámetros, medidores de diafragma o los muestreadores de alto flujo tipo “Hi-Flow Sampler”. Por lo que hace a los dispositivos mayores tales como motores de arranque neumáticos, puede dificultarse la realización de mediciones confiables debido a la corta duración y alto flujo de los eventos involucrados. En estos casos, la práctica común es referirse a las especificaciones del fabricante. El empleo de medidores de flujo ultrasónico no intrusivos puede también ser apropiado.

8.3 Potencial de Reducción

Pueden considerarse las siguientes opciones para la eliminación o reducción de emisiones de sistemas de instrumentación operados a gas:

- Ajuste de lazos de control
- Sistemas de control de bajo consumo
- Utilización de aire como medio motriz
- Reemplazo con sistemas electrónicos equivalentes
- Disposición de gas venteado o sistemas de recuperación.

En la Tabla 12 se presenta información de guía útil disponible a través del Programa Natural Gas Star de US EPA.

Tabla 12: Documentos de Natural Gas Star de US EPA sobre opciones costo-efectivas para la gestión de emisiones de metano de dispositivos neumáticos que emplean gas natural como medio motriz.

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
<i>Conversión de Controles Neumáticos a Gas a Aire de Instrumentos, Lecciones Aprendidas</i> (Convert Gas Pneumatic Controls to Instrument Air, Lessons Learned) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-gas-pneumatic-controls-instrument-air).	>\$50,000	0 a 1 año	✓	✓	✓	✓
<i>Opciones para la Reducción de Emisiones de Metano de Dispositivos Neumáticos en la Industria del Gas Natural, Lecciones Aprendidas</i> (Options for Reducing Methane Emissions from Pneumatic Devices in the Natural Gas Industry, Lessons Learned) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/options-reducing-methane-emissions-pneumatic-devices-natural-gas-industry).	<\$1,000	1 a 3 años	✓	✓	✓	✓

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
Conversión de Controles Neumáticos a Mecánicos (Convert Pneumatics to Mechanical Controls, PRO Fact Sheet) #301 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-pneumatics-mechanical-controls).	\$1,000 a \$10,000	1 a 3 años	✓	✓	✓	✓
Conversión de Bombas de Químicos Impulsadas por Gas Natural (Convert Natural Gas-Driven Chemical Pumps, PRO Fact Sheet #202) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-natural-gas-driven-chemical-pumps).	\$1,000 a \$10,000	1 a 3 años	✓	✓	✓	
Reemplazo de Bombas de Glicol Asistidas a Gas con Bombas Eléctricas, Lecciones Aprendidas (Replacing Gas-Assisted Glycol Pumps with Electric Pumps, Lessons Learned) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replacing-gas-assisted-glycol-pumps-electric-pumps).	\$1,000 a \$10,000	1 a 3 años	✓	✓		

Se proporcionan guías relativas desarrolladas por CCAC (2017a) en el Documento Técnico de Guía N° 1: Controladores y Bombas Neumáticas (*Technical Guidance Document Number 1: Natural Gas-Driven Pneumatic Controller and Pumps*) (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-1-natural-gas-driven-pneumatic-controllers-and-pumps>).

9 Oportunidades de Mitigación a Evaluar: #7 Venteo en Pozos

Los pozos pueden ser fuentes de emisiones por venteo o quema de gas debidas a:

- Terminaciones (durante el período de retro flujo que sigue a la fractura hidráulica multi etapa de pozos horizontales)
- Eventos de descarga de líquidos
- Venteo de gas de espacio anular de pozo.

9.1 Revisiones Recomendadas

Los períodos de retro flujo que siguen a eventos de fractura hidráulica multi etapa tienen típicamente una duración de 1 a 2 semanas, pero pueden llevar hasta 2 a 4 semanas.

9.2 Mediciones

Deben realizarse mediciones para la cuantificación del flujo de venteo y su tasa de declinación, para proporcionar información útil en decisiones técnicas acerca del mejor modo de gestión de los varios tipos de venteo en pozos. Normalmente, la cantidad de gas venteado o enviado a quemador durante las terminaciones de pozos se monitorea y reporta por requisitos regulatorios. Es mucho menos probable que estén disponibles los volúmenes medidos de gas de eventos de descarga de líquidos y de venteo de gas de espacio anular.

9.3 Potencial de Reducción

Los períodos de retro flujo que siguen a los eventos de fractura hidráulica multi etapa típicamente se prolongan por 1 a 2 semanas, pero pueden llegar a ser de entre 2 y 4 semanas. Los hidrocarburos líquidos presentes durante el periodo de retro flujo se separan de los fluidos de fractura y se conservan. La mayoría de las jurisdicciones requieren que la fase gaseosa sea quemada y no venteada.

Después de la terminación del pozo y durante su transición a la fase de producción de su ciclo de vida, el flujo de gas puede ser demasiado bajo para impulsar los líquidos asociados hasta la superficie. Un procedimiento operativo aplicado algunas veces para solucionar este problema es el venteo periódico del pozo a la atmósfera para el desalojo de líquidos acumulados en la columna del pozo. Una alternativa es la implementación de un sistema de elevación artificial utilizando una de las siguientes opciones:

- Agentes espumantes o surfactantes
- Tubería o sonda de velocidad.
- Elevadores de émbolo, ya sea operados manualmente o con automatización inteligente de pozos
- Bombas en el interior del pozo, las cuales incluyen bombas reciprocantes de balancín y bombas rotativas sumergibles (de cavidad progresiva).

Los detalles técnicos, costos, beneficios y limitaciones de estos métodos se discuten en el documento de Natural Gas Star: Lecciones Aprendidas – Opciones para Eliminar Fluidos Acumulados y Mejorar el Flujo en Pozos de Gas (Lessons Learned – *Options for Removing Accumulated Fluid and Improving Flow in Gas Wells*) (https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_options.pdf).

Otros documentos relativos se enlistan en la Tabla 13 más abajo.

Cuando los pozos de crudo convencional alcanzan las etapas finales de explotación, la carcasa de producción puede abrirse a la atmósfera para minimizar la presión en la columna del pozo y así promover el máximo flujo de crudo hacia el pozo. Cuando un pozo de crudo alcanza esta etapa, frecuentemente se refiere a él como un pozo marginal. Las buenas prácticas son la utilización del gas para subsanar cualquier necesidad de combustible en sitio, así como la instalación de un pequeño compresor de balance en la línea de flujo de crudo. Si lo anterior no es práctico, es preferible la quema del gas del espacio anular que el venteo de dicho gas. Un crudo pesado puede iniciar los venteos del gas de espacio anular en una etapa mucho más temprana en su ciclo de vida, y puede enfrentar el reto de falta de acceso a una línea de flujo o a un sistema de recolección de gas. No obstante, las tecnologías de control disponibles son las mismas. En la Tabla 13 se enlistan lecciones aprendidas y fichas técnicas relevantes.

Tabla 13: Documentos del Programa Natural Gas Star de US EPA sobre opciones costo-efectivas para gestión de emisiones de metano de venteo de pozos.

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
Conexión de la Columna del Pozo a una Unidad de Recuperación de Vapores (Connect Casing to Vapor Recovery Unit, PRO Fact Sheet #701) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/connect-casing-vapor-recovery-unit).	\$1,000 a \$10,000	0 a 1 año	✓			
Instalación de Sistema de Elevadores de Émbolo en Pozos de Gas, Lecciones Aprendidas (Installing Plunger Lift System in Gas Wells, Lessons Learned) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/installing-plunger-lift-systems-gas-wells).	\$1,000 a \$10,000	0 a 1 año	✓			

Título del Documento (Todos los documentos se encuentran en idioma inglés)	Inversión (USD)	Período de Retorno Estimado	Segmento de la Industria en que Aplica			
			Producción	Recolección y Almacenamiento	Transporte	Distribución
Instalación de Compresores para Captura de Gas Anular (Install Compressors to Capture Casinghead Gas, PRO Fact Sheet #702) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-compressors-capture-casinghead-gas).	\$10,000 a \$50,000	0 a 1 año	✓			
Terminaciones de Emisiones Reducidas para Pozos de Gas Fracturados Hidráulicamente, Lecciones Aprendidas (Reduced Emission Completions for Hydraulically Fractured Natural Gas Wells, Lessons Learned) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/reduced-emission-completions-hydraulically-fractured-natural-gas-wells).	>\$50,000	0 a 1 año	✓			
Opciones para el Desplazamiento de Fluidos Acumulados y Mejora del Flujo en Pozos de Gas, Lecciones Aprendidas (Options for Removing Accumulated Fluid and Improving Flow in Gas Wells, Lessons Learned) (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/options-removing-accumulated-fluid-and-improving-flow-gas-wells).	\$10,000 a \$50,000	1 a 3 años	✓			

Se proporcionan guías relevantes de CCAC (2017) en los siguientes documentos:

- Technical Guidance Document Number 7 (CCAC 2017g): *Well Venting for Liquids Unloading* (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-7-well-venting-liquids-unloading>).
- Technical Guidance Document Number 8 (CCAC 2017h): *Well Venting/Flaring During Well Completion for Hydraulically Fractured Gas* (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-8-well-ventingflaring-during-well-completion>). .
- Technical Guidance Document Number 9 (CCAC 2017i): *Casinghead Gas Venting* (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-9-casinghead-gas-venting>).

10 Resumen

Este documento presenta las siguientes observaciones y elementos principales del desarrollo de un proyecto desde la identificación inicial de oportunidades hasta la etapa de implementación final:

- Los resultados de los análisis de mitigación de emisiones de GEI en América del Norte e internacionalmente, indican que existen oportunidades atractivas para lograr reducciones de emisiones de GEI costo-efectivas y de alto impacto en la mayoría de las instalaciones de petróleo y gas.
- Un enfoque holístico, aunque estratégico, para la identificación de tales oportunidades es posiblemente el más costo-efectivo y productivo. Esto puede requerir el acceso a mediciones y equipo de prueba o servicios especializados.
- Para ser aprovechada por una empresa, una oportunidad debe ser cuantificable, viable, competitiva con relación a otras oportunidades de inversión que pueda tener la empresa y consistente con los objetivos prioritarios de la empresa.
- Los estudios de prefactibilidad generalmente se realizan para clasificar preliminarmente las oportunidades de mitigación identificadas.
- Para llevar las oportunidades más allá de la etapa de prefactibilidad, se requiere generalmente completar un análisis de diligencia debida y el desarrollo de un caso de negocio refinado. Esto puede requerir de un estudio FEED que identifique y considere las restricciones que apliquen específicas al sitio, la definición de los requisitos de equipo por concepto, materiales y mano de obra para mejorar la estimación de costos, y el desarrollo de un caso de negocio refinado. Estas actividades pueden ser costosas y requieren de un tiempo razonable. Típicamente para alcanzar este punto de decisión se habrá gastado entre el 10 por ciento y el 40 por ciento de la inversión de un proyecto.
- Aunque el caso de negocio refinado indique que el proyecto cumple con los criterios de aceptación de la empresa, la aprobación de este dependerá de la disponibilidad de financiamiento adecuado.
- Existe una serie de mecanismos de financiamiento, como el autofinanciamiento, el financiamiento externo, las asociaciones y los acuerdos de tercera parte. Las ventajas y desventajas de cada uno se delinean en la Sección 2.4.
- Una vez otorgada la aprobación de la gerencia y la autorización para los gastos necesarios, sigue la etapa de ingeniería de detalle, procuración y contratación, pruebas y puesta en marcha. Con frecuencia el costo de obtención de todas las aprobaciones necesarias es parte del proceso de diligencia debida y del desarrollo del caso de negocio previos.
- Una vez implementado completamente un proyecto, puede ser posible generar compensaciones de emisiones comercializables si el proyecto opera en una jurisdicción con un programa activo de comercio de carbono. De otro modo, la oportunidad puede estar disponible para el desarrollo de ITMO comercializables. En cualquier caso, los requisitos de MRV pueden ser significativos y comparables a los estándares de comercio para otros productos y servicios fungibles.

11 Referencias

- Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). 2000. *Best Management Practice for Control of Benzene Emissions from Glycol Dehydration*. <https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/279307>
- CAPP. 2006. *Best Management Practices for Facility Flare Reduction*. 47 pp. Prepared by T. Michelussi at Altus Engineering Ltd. for CAPP. <https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/114231>
- CAPP. 2007. *Best Management Practice for Fugitive Emissions Management*. 59 pp. Prepared by Clearstone Engineering Ltd. for CAPP. <https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/116116>
- CAPP. 2018. *Best Management Practice: Pipeline Leak Detection Programs*. 15 pp. <https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/310502>
- Climate and Clean Air Coalition (CCAC). 2017a. *Technical Guidance Document Number 1: Natural Gas-Driven Pneumatic Controllers and Pumps*. 20 pp. <https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-1-natural-gas-driven-pneumatic-controllers-and-pumps>
- CCAC. 2017b. *Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks*. 19 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-2-fugitive-component-and-equipment-leaks>
- CCAC. 2017c. *Technical Guidance Document Number 3: Centrifugal Compressors with “Wet” (Oil) Seals*. 13 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-3-centrifugal-compressors-%E2%80%9Cwet%E2%80%9D-oil-seals>
- CCAC. 2017d. *Technical Guidance Document Number 4: Reciprocating Compressors Rod/Seal Packing Vents*. 10 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-4-reciprocating-compressors-rod-sealpacking-vents>
- CCAC. 2017e. *Technical Guidance Document Number 5: Glycol Dehydrators*. 10 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-5-glycol-dehydrators>
- CCAC. 2017f. *Technical Guidance Document Number 6: Unstabilized Hydrocarbon Liquid Storage Tanks*. 13 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-6-unstabilized-hydrocarbon-liquid-storage-tanks>
- CCAC. 2017g. *Technical Guidance Document Number 7: Well Venting for Liquids Unloading*. 18 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-7-well-venting-liquids-unloading>
- CCAC. 2017h. *Technical Guidance Document Number 8: Well Venting/Flaring During Well Completion for Hydraulically Fractured Gas*. 8 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-8-well-ventingflaring-during-well-completion>

- CCAC. 2017i. *Technical Guidance Document Number 9: Casinghead Gas Venting*. 10 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-9-casinghead-gas-venting>
- CCAC. 2017j. *Technical Guidance Document Appendix A: Conducting Emissions Surveys, Including Emission Detection and Quantification Equipment*. 20 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/conducting-emissions-surveys-including-emission-detection-and-quantification-equipment>
- Colley et al. 1983. Alberta Oxides of Nitrogen Emissions Forecast: 1980-2000. A report prepared by Western Research Ltd. for Alberta Environment. Calgary, Alberta.
- Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). 2008. Guidelines on Flare and Vent Measurement. Prepared by Clearstone Engineering ltd. for GGFR. 36 pp. <http://documents.worldbank.org/curated/en/689451468158369316/Guidelines-on-flare-and-vent-measurement>
- Sick, G. 2019. Draft White Paper on Financing Mexican Petroleum GHG Emissions Abatement. 14 pp. (Not publicly available).
- United States Environmental Protection Agency (US EPA). 1987. VOC Emissions from Volatile Organic Liquid Storage Tanks – Background Information for Promulgated Standards. EPA-450/3-81-003b. 78 pp. National Service Center for Environmental Publications. <https://www.epa.gov/nscep>
- US EPA. 2007. *Leak Detection and Repair: A Best Practices Guide*. <https://www.epa.gov/compliance/leak-detection-and-repair-best-practices-guide>.
- US EPA. 2008. *Alternative Work Practice to Detect Leaks from Equipment*. <https://www.federalregister.gov/documents/2008/12/22/E8-30196/alternative-work-practice-to-detect-leaks-from-equipment>
- US EPA. 2015. LDAR Case Study Comparison of Conventional Method 21 Vs Alternative Work Practice. A presentation by T. Trefiak of Target Emission Services given at the 2015 Natural Gas STAR Annual Implementation Workshop. 22 pp. <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/ldar-case-study-comparison-conventional-method-21-vs-alternative-work>
- US EPA. 2017. Method 21 – Volatile Organic Leaks. 7 pp. <https://www.epa.gov/emc/method-21-volatile-organic-compound-leaks>